

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



Ingeniería Técnica Industrial: Electricidad

PROYECTO FIN DE CARRERA

Instalación solar fotovoltaica de 1,15 MW conectada a la red eléctrica

Alumno: Raúl Blázquez Jiménez
Tutor: Ricardo Albarracín Sánchez

Leganés, Octubre 2010

ÍNDICE

ÍNDICE	1
ÍNDICE DE TABLAS.....	3
ÍNDICE DE FIGURAS.....	5
1. INTRODUCCIÓN	7
1.1. Introducción	7
1.2. Objetivos	7
2. MEMORIA TÉCNICA DEL PROYECTO.....	9
2.1. Emplazamiento de la instalación	9
2.2. Resumen generalista de la instalación.....	10
2.3. Normativa aplicable al proyecto.....	11
2.4. Dimensionado y diseño de la instalación fotovoltaica	12
2.4.1. Elección del módulo	12
2.4.2. Elección del inversor.....	21
2.4.3. Elección de la estructura soporte.....	23
2.4.4. Centro de transformación	27
2.4.5. Protecciones.....	33
2.5. Cálculo de conductores	41
2.5.1. Dimensionado de los conductores.....	41
2.5.2. Conductores de protección.....	54
3. ESTUDIO ENERGÉTICO	57
4. ESTUDIO ECONÓMICO Y DE RENTABILIDAD DE LA INSTALACIÓN	61
4.1. Presupuesto de la instalación	61
4.2. Análisis económico	64
5. CONCLUSIÓN	73
6. BIBLIOGRAFÍA	75
7. PLANOS	77
ANEXOS	85
I. CONDICIONES TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	87
II. PLIEGO DE CONDICIONES.....	95
III. GESTIÓN DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y OBRA CIVIL.....	113
IV. ESTUDIO DE INTRUSIÓN EN LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	117
V. ESTUDIO DE IMPACTO MEDIOAMBIENTAL	125
VI. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	131
VII. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES	139

Página dejada en blanco intencionadamente

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Componentes principales de la instalación.....	14
Tabla 2.2. Componentes principales de la instalación.....	16
Tabla 2.3. Inclinación de los módulos según latitud.....	19
Tabla 2.4. Inclinación de los módulos según periodo y latitud de la instalación.....	19
Tabla 2.5. Ventajas de la elección de un solo inversor.....	21
Tabla 2.6. Características eléctricas del módulo fotovoltaico.....	22
Tabla 2.7. Características eléctricas de cada rama (asociación en serie).....	22
Tabla 2.8. Características eléctricas de cada grupo (asociación paralelo).....	22
Tabla 2.9. Resumen de la instalación.....	23
Tabla 2.10. Relación viento-fuerza para estructuras soporte. Fuente IDAE.....	24
Tabla 2.11. Relación altitud-sobrecarga de nieve. Fuente IDAE.....	26
Tabla 2.12 Tipos de envolventes subterráneas para 24 y 36 kV.....	28
Tabla 2.13. Separación entre las PAT de protección y servicio en CT's hasta 1000 kVA y 36 kV.....	30
Tabla 2.14. Electrodo normalizados para CT's hasta 630kVA y 24 kV.....	31
Tabla 2.15. Distancia de separación entre las PAT de protección y servicio en CT's hasta 630 kVA y 24 kV.....	32
Tabla 2.16. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).....	42
Tabla 2.17. Factor de corrección F, para temperatura del terreno distinto de 25°C.....	43
Tabla 2.18. Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación.....	43
Tabla 2.19. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1K.m/W.....	43
Tabla 2.20. Resumen del conductor subcampo-armario CC correspondiente.....	44
Tabla 2.21. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).....	45
Tabla 2.22. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos.....	45
Tabla 2.23. Resumen conductor armario CC de los subcampos-armario general de CC.....	46
Tabla 2.24. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).....	46
Tabla 2.25. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).....	47
Tabla 2.26. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares.....	48
Tabla 2.27 Resumen conductor armario general CC-Inversor.....	48
Tabla 2.28. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).....	50
Tabla 2.29. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares.....	51
Tabla 2.30. Resumen conductor Inversor-Centro de Transformación (BT).....	51
Tabla 2.31. Cables aislados con aislamiento seco Temperatura máxima, en °C, asignada al conductor	53
Tabla 2.32. Resumen conductor Centro Transformador (MT)-PCC.....	54
Tabla 2.33 Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.....	55
Tabla 2.34. Resumen conductores de protección en cada tramo.....	55
Tabla.4.1. Presupuesto de los equipos principales de la instalación.....	61
Tabla.4.2. Presupuesto del centro de transformación de la instalación.....	61
Tabla.4.3 Presupuesto de los elementos de protección y puesta a tierra de la instalación.....	62
Tabla.4.4. Presupuesto de los elementos de cableado y conexionado de la instalación.....	63
Tabla.4.5. Presupuesto del montaje e instalación.....	63
Tabla.4.6. Presupuesto general de la instalación.....	64
Tabla. 4.7. Cuota de amortización.....	65

Tabla. 4.8. Flujo de fondos, VAN y TIR, para una vida útil de 25 años.....	70
Tabla. 4.9. Flujo de fondos, VAN y TIR, para una vida útil de 30 años.....	71
Tabla II.1. Características eléctricas del módulo fotovoltaico.....	96
Tabla II.2. Características constructivas del módulo fotovoltaico.....	96
Tabla II.3. Características principales del inversor.....	98
Tabla III.1. Lista europea de residuos. Fuente: Orden MAM/304/2002.....	113
Tabla IV.1. Medidas de seguridad mínimas exigidas por aseguradoras para instalaciones fotovoltaica.....	117
Tabla V.1. Calificación de impactos.....	127
Tabla V.2. Impactos sobre el suelo.....	127
Tabla V.3. Impactos sobre el aire.....	128
Tabla V.4. Impactos sobre la vegetación o la agricultura.....	128
Tabla V.5. Impacto sobre el paisaje.....	128
Tabla V.6. Impacto sobre el empleo.....	129
Tabla V.7. Impacto cultural divulgativo.....	129
Tabla V.8. Valoración de impactos.....	130

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig.2.1. Situación geográfica del emplazamiento.....	9
Fig.2.2. Situación de la parcela.....	9
Fig.2.3.Esquema general de la instalación.....	10
Fig.2.4.Representación del ángulo azimut.....	18
Fig.2.5.Representación del ángulo de inclinación.....	18
Fig.2.6.Esquema de distancia entre módulos.....	19
Fig.2.7.Esquema de distancias mínimas.....	20
Fig.3.1. Datos climatológicos del emplazamiento de la instalación.....	57
Fig. 3.2. Parámetros de los principales equipos de la instalación.....	58
Fig.3.3. Datos energéticos obtenidos en la instalación.....	59
Fig. IV.1.Esquema de seguridad perimetral con videovigilancia.....	119
Fig. IV.2.Perímetro de la instalación.....	120

Página dejada en blanco intencionadamente

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Introducción

En la actualidad, son muchas las formas de obtener energía eléctrica. En España, la potencia total instalada asciende a 99.001 MW, en 2009, repartida según el tipo de tecnología: ciclo combinado un 25%, nuclear un 8%, térmicas convencionales un 15%, hidráulica un 18%, y las renovables con un 34% [1].

En cuanto al régimen de retribución de la energía eléctrica, se pueden encontrar centrales en régimen ordinario y en régimen especial. En el R.D.661/2007, se recogen aquellas centrales que forman parte del régimen especial, siendo estas aquellas cuya potencia no supera los 50 MW y además, pertenezcan a alguno de estos tipos de generación: cogeneración, residuos o renovables. Dentro de las renovables se sitúan la solar, eólica terrestre y marina, geotérmica, minihidráulica, y biomasa.

Las energías pertenecientes al régimen especial han visto recortadas las subvenciones que obtenían, entre estas subvenciones destacan dos sistemas de apoyo, los basados en la cantidad y basados en el precio.

La energía solar fotovoltaica, que representa un 0,8% del total de potencia eléctrica instalada en España [1], es la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico. Esta constituye una solución con características interesantes, como es una apuesta de futuro en cuanto a tipo de energía limpia, sencilla de operar, y a la vez práctica. Este tipo de energía no necesita grandes infraestructuras, y además, puede ser ubicada sobre un solar o, integrada sobre fachadas, tejados y demás elementos estructurales de tipo arquitectónico existentes.

Los sistemas fotovoltaicos de conexión a red, aprovechan la energía del sol para convertirla directamente en energía eléctrica, que posteriormente se inyecta a la red bajo unas condiciones predeterminadas (tensión, frecuencia, etc.), dadas tanto por la compañía a la cual se procede a conectar, como por el Operador del Sistema (REE).

Según lo descrito en el R.D.436/2004, hay libertad para que cualquier interesado pueda convertirse en productor de energía eléctrica a partir de la energía solar, esto provoca, que el desarrollo sostenible pueda verse impulsado por iniciativas particulares, contribuyendo así a la producción de energía limpia.

En los últimos años la generación fotovoltaica ha sufrido una fuerte expansión, salvo últimos dos años debido al retroceso de consumo eléctrico, esta extensión a gran escala en este tipo de instalaciones ha requerido un desarrollo de la ingeniería específica con el fin de optimizar su diseño y funcionamiento.

1.2. Objetivos

La finalidad principal de este documento es la realización de un proyecto que permita llevar a cabo la instalación y puesta en funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico de 1,15MW conectado a la Red Eléctrica, a través de la Red de Distribución de MT.

Para ello, se realizará la distribución y conexión de los componentes necesarios en un terreno parcelario formando una huerta solar, teniendo en cuenta diversos factores:

-Se dispone de una parcela urbana rústica en la localidad vallisoletana de Rueda para llevar a cabo un estudio energético y técnico, con el fin de realizar una instalación fotovoltaica. Esta parcela tiene una superficie de 187594 m². El acceso a dicha parcela se puede hacer a través del Camino de San José, o bien por un sendero de servidumbre que sale del Camino de Monte Pedroso, corresponde a PLANO 1 en PLANOS.

-El ofrecimiento de este terreno por parte del propietario ha sido debido a su interés de obtener beneficio económico de la venta de energía eléctrica a la red eléctrica, siendo consciente de la cercanía de un Punto de conexión a red en MT perteneciente a la compañía distribuidora comarcal, Iberdrola Distribuciones Eléctricas.

-Se realizarán una serie de estudios referidos a la instalación, que se detallan a continuación:

- Un estudio energético de la zona, con este estudio se pretende conocer el recurso energético del que dispone la zona tomando como referencia los datos climáticos y orográficos de dicha zona.
- Se hará un estudio de económico, se estimará un presupuesto de la instalación total, y además, se comprobarán los índices de rentabilidad, VAN y TIR, para una vida útil de la instalación de 25 y 30 años (suponiendo que el rendimiento de la instalación para una vida útil de 30 años permanece constante y es el óptima).
- También, se llevará a cabo un estudio de gestión de residuos procedentes de la construcción de la instalación.
- Además, un estudio de intrusión, en el cual, se detallará un dispositivo de detección de personas no deseadas en la instalación, para ello, se propondrá un sistema de videovigilancia y alarma.
- Será necesario hacer un estudio de impacto ambiental, puesto que, este tipo de estudios son exigidos en la actualidad por los diferentes organismos estatales, en la parte final de este estudio se hará una evaluación del impacto que supone esta instalación.
- Por último, se realizará un estudio básico de seguridad y salud, cuyo fin principal es evitar cualquier tipo de incidencia durante el período de construcción y funcionamiento de la instalación, así como, los requisitos de los que se debe disponer para evitar estas incidencias, o en su caso, tratarlas de la manera más efectiva posible.

-Con esta instalación se pretende además reducir la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera, gases que son emitidos por centrales de energías convencionales principalmente térmicas para producir una misma cantidad de energía. Y además, difundir el uso de energías renovables en general, y en este caso, la fotovoltaica en particular, concienciando a la ciudadanía de la necesidad de este tipo de energías.

2. MEMORIA TÉCNICA DEL PROYECTO

En el siguiente apartado se diseñará y elegirán los componentes de la instalación fotovoltaica, la cual, constará con una superficie de 7.000 m².

2.1. Emplazamiento de la instalación

La ubicación de la instalación solar fotovoltaica a proyectar se encuentra en la localidad de Rueda, perteneciente a la Comunidad Autónoma de Valladolid.

En las proximidades de la localidad se encuentra la Autovía del Noroeste A-6 en su punto kilométrico 170, también se encuentran en las cercanías, la Autovía de Castilla A-62, y la Autovía Autonómica CL-610.

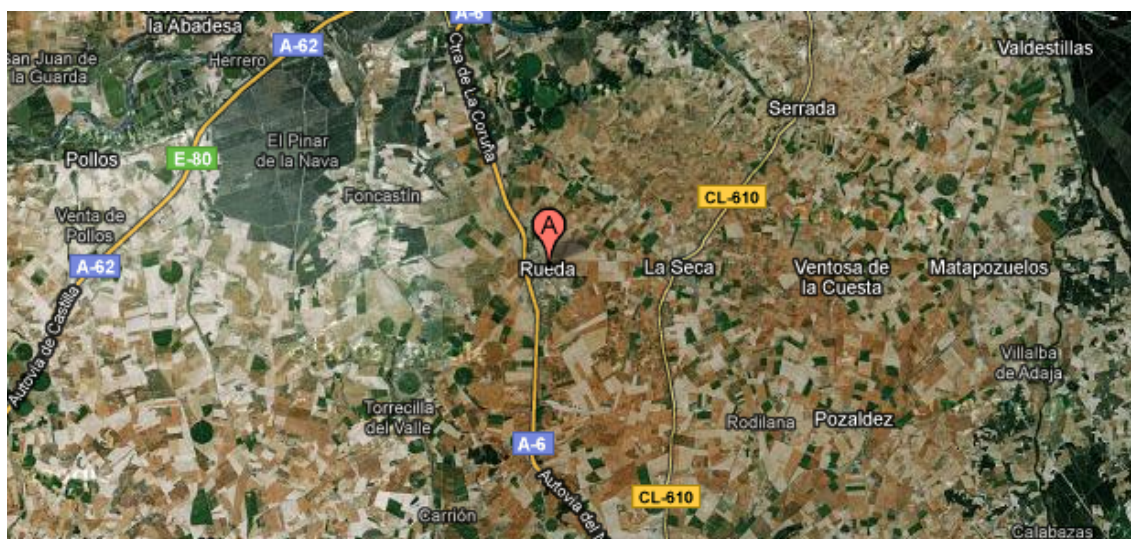


Fig. 2.1. Situación geográfica del emplazamiento. Fuente: Google Maps

Se trata de una parcela urbana rústica en el polígono 17 parcela 13 junto al Camino de San José, siendo este, suelo rústico de uso común. Además, posee un sendero de servidumbre procedente del Camino de Monte Pedroso.



Fig. 2.2. Situación de la parcela. Fuente: Catastro Electrónico de España

El terreno donde se encuentra localizada la parcela se sitúa a 725m sobre el nivel del mar y sus coordenadas son:

Latitud: 41° 24' 50'' N

Longitud: 4° 57' 35'' O

La geometría de la parcela es irregular y tiene una superficie de 187594 m².

2.2. Resumen generalista de la instalación

El generador fotovoltaico estará formado por 5.120 módulos fotovoltaicos con una potencia de 225 W/módulo. Se podrán colocar sobre estructura fija o de seguimiento, en este proyecto se optará por el segundo método.

Estos módulos son los encargados de convertir la energía solar y transformarla en energía eléctrica. La corriente que se extrae de los módulos se encuentra en CC y deberá pasar a CA a frecuencia de red a través de un inversor. En una misma instalación se pueden emplear varios inversores, cada uno de ellos conectado a un generador fotovoltaico independiente o se puede optar por la utilización de un único inversor (algunas de las ventajas de la primera configuración son el beneficio que supone para futuras ampliaciones, operación en mantenimiento, y del segundo caso, el coste, tiene un mayor rendimiento, más fácil de controlar, etc.).

Entre ambos elementos, se dispondrá de los correspondientes armarios de protección de cada subcampo y uno general, en estos armarios, se situarán las protecciones de CC necesarias. Seguidamente al inversor, se dispondrá de otro armario de protecciones, en este caso, serán de CA, con las protecciones y fusibles pertinentes.

Desde este armario, deberá conectarse el centro de transformación, el cual se conectará a red a través de una línea de enlace, con los niveles de tensión y frecuencia requeridos por la empresa distribuidora.

También contará con la presencia de contadores, uno de ellos de entrada (antes de los fusibles), para controlar el consumo de energía del generador fotovoltaico y otro de salida (bidireccional) que medirá la energía eléctrica cedida (o consumida) a la red.

A continuación se presenta, de manera esquemática, los componentes anteriormente descritos y su disposición dentro de la instalación.

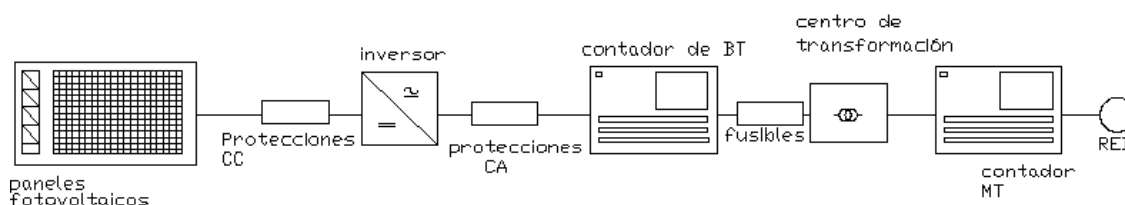


Fig.2.3. Esquema general de la instalación

2.3. Normativa aplicable al proyecto

El presente proyecto se ha elaborado de acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, el cual recoge la siguiente normativa aplicable a las instalaciones de energía solar fotovoltaica destinadas a la producción de electricidad para ser vendida en su totalidad a la red de distribución.

- R.D.1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a red BT.

- Ley 54/1994, 27 de Noviembre, del sector eléctrico, por la que se regula las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.

- R.D.841/2002 por el que se regula, para instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

- R.D.842/2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión e ITC (Instrucción Técnica Complementaria).

- R.D.1995/2000 (y posteriores modificaciones), por el que se regulan actividades de transporte, distribución, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- ITC/3801/2008, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2010.

- R.D.1578/2008, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del R.D.661/2007.

- Resolución de 31 de Mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red.

- R.D.1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medida en BT de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.

- R.D.661/2007, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico en la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial.

- Reglamentos y Normas de instalaciones eléctricas en BT dictadas por Juntas de la Comunidad Autónoma si las hubiese.

- Normas y directrices particulares de la Compañía Suministradora.

- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, aprobado en el BOE (3275/1982).

- R.D.1995/2000 sobre acometidas eléctricas.

- R.D.2177/1996 (y correcciones) en el que se aprueba la norma sobre Condiciones de Prevención contra Incendios en los Edificios.

- Ley 16/2002 de prevención y control integrado de la contaminación.

-ORDEN FOM/1079/2006 por la que se aprueba la instrucción técnica relativa a las condiciones generales de instalación y autorización de las infraestructuras de producción de energía eléctrica de origen fotovoltaico.

-Normas UNE y Recomendaciones UNESA que sean de aplicación.

-Requisitos de seguridad para instalaciones de generación de energía fotovoltaica ONORM/UNE E2750.

- Norma ISO 9001 elaborada por el Comité Técnico ISO/TC176 de ISO (Organización Internacional para la Estandarización) y que especifica los requisitos para un buen sistema de gestión de la calidad que pueden utilizarse para su aplicación interna por las organizaciones, para certificación o con fines contractuales.

2.4. Dimensionado y diseño de la instalación fotovoltaica

2.4.1. Elección del módulo

Para la elección de los módulos fotovoltaicos a utilizar, se tienen que tener en cuenta varias consideraciones:

-Terreno a ocupar: la localización del generador fotovoltaico será una huerta solar.

La parcela dispone de una superficie de 187.594 m^2 , por lo que no habrá limitación en cuanto a espacio se refiere, aún así, y por la posibilidad de aumentar la instalación en el futuro, se pretenderá hacer una disposición de la misma lo más razonadamente posible. Teniendo en cuenta que uno de los principales objetivos de la instalación es la optimización de los recursos y energía, a la hora de orientar los módulos fotovoltaicos, por no tener obstáculos que obliguen a una orientación determinada, se hará al sur puesto que para esta orientación, la captación de radiación solar es máxima en el hemisferio norte.

-Tecnología a utilizar: en el mercado existen varios tipos de módulos fotovoltaicos dependiendo de la célula solar del que están compuestos: silicio monocristalino, silicio policristalino y silicio amorfo. Para el diseño del proyecto se utilizarán los de mayor rendimiento (silicio monocristalino). A pesar de ser algo más costosos que otras tecnologías de módulos fotovoltaicos, proporcionan el mayor rendimiento del mercado, en torno al 20%.

-Presupuesto: a la hora de elegir cualquier componente, uno de los factores más importantes, o el que más importancia tiene, es el precio de estos. Habría que ver si el peticionario o promotor de la instalación está dispuesto a asumir el importe o tiene un presupuesto suficiente para llevarlo a cabo con los componentes escogidos.

Para la elaboración de este proyecto, se considerará como única restricción el espacio disponible, aunque se procurará hacerlo al coste más bajo posible.

2.4.1.1 Criterios técnicos de elección del módulo fotovoltaico

En la actualidad, son varios los factores técnicos a tener en cuenta para escoger un módulo fotovoltaico, entre ellos, destacan la fiabilidad y un alto rendimiento.

La elección del módulo fotovoltaico se efectuará teniendo en cuenta los parámetros fundamentales los cuales se muestran a continuación:

Potencia nominal

El objetivo es elegir un módulo de potencia elevada con el fin de disminuir lo máximo posible el número de elementos, como son los soportes, ya sea estructura fija o seguidor solar, así como conexiones eléctricas. Por

este motivo, los módulos tendrán una potencia aproximada de 200 W, por su fiabilidad y amplia utilización dentro de la generación fotovoltaica.

Tolerancia de la potencia

La calidad de un módulo viene definida por este dato, “Tolerancia” o máxima diferencia que se admite entre el valor nominal y el valor real o efectivo de la potencia de un módulo.

Los valores actuales oscilan entre un 2 % y un 10 %.

El Pliego de Condiciones Técnicas para las Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a la Red del IDAE [2], establece una tolerancia máxima permitida del 10 %. Dado el tiempo de vida de los módulos fotovoltaicos, que oscila alrededor de los 30 años, ya que carecen de partes móviles y que las células y contactos van encapsulados en una robusta resina sintética. Además, si en alguna de las celdas se produjese un fallo, este no afectaría al funcionamiento del resto, debido a esto, el suministro de potencia no se vería restringido en su totalidad.

Tensión nominal

En los módulos los parámetros nominales vienen definidos por el número de células serie-paralelo. Los módulos fotovoltaicos están formados por una red de células conectadas como un circuito en serie para aumentar la tensión de salida hasta el valor deseado, normalmente se utilizan 12 ó 24 V, a la vez, también se conectan varias redes formando un circuito en paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de suministrar el dispositivo. Lo idóneo, es que la tensión sea lo más elevada posible con lo cual las intensidades son pequeñas para una misma potencia, esto conlleva una disminución de las pérdidas ocasionadas por caída de tensión tanto en el módulo como en los cableados, lo que permite instalar menores secciones en el cableado.

Rendimiento

El rendimiento o eficiencia viene dado por la expresión:

$$\eta(\%) = \frac{P_{m\acute{a}x} \times 1000}{\text{Área}} \times 100$$

2.1

Siendo los parámetros que aparecen en la anterior fórmula:

1.000 corresponde valor de la irradiancia incidente en Condiciones Estándar de Medida (CEM).

El área es la superficie del módulo.

$P_{m\acute{a}x}$ corresponde a la potencia máxima perteneciente al módulo.

Existen tecnologías que logran aumentar la eficiencia a través de una disminución de la superficie ocupada por los contactos eléctricos en la cara anterior de la célula. Estas tecnologías son de contactos enterrados.

TONC

El TONC es la temperatura de operación nominal de la célula, definida para una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral Am 1,5 G. Estas unidades corresponden a la irradiancia espectral de referencia definida como la radiación total, directa más difusa, correspondiente a una irradiancia de 1.000W/m², con una masa de aire de 1,5 kg., sobre una superficie inclinada 37° con respecto al plano horizontal, con un albedo del terreno de 0,2, contenido de agua en atmósfera 1,42 cm, contenido de ozono en la atmósfera 0,34 cm, y turbidez de 0,27 a 0,5 μm. La temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento 1m/s. [3].

Índice de protección (IP)

El índice de protección indica el grado de estanqueidad del módulo respecto a agentes externos como el polvo y la humedad. Los módulos actuales suelen tener valores de IP de 54 ó 65. En el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE se exige un valor mínimo de IP 65.

Garantía

La garantía de los módulos fotovoltaicos se expresa en términos de mantenimiento de un determinado porcentaje de la potencia nominal durante un número de años que puede llegar a 30 años. Todos los módulos cumplen la norma ISO 9001 y presentan un aislamiento clase II.

Con ayuda de todas las consideraciones anteriores, se ha elegido el módulo fotovoltaico SUNPOWER 225 de SUNPOWER, compañía que garantiza una alta eficiencia y fiabilidad en los módulos que fabrican. En el ANEXO VII., se pueden apreciar las características técnicas de este módulo fotovoltaico.

2.4.1.2 Diseño del sistema

Una vez elegidos los elementos fundamentales de la instalación se procede a hallar la cantidad y disposición de los módulos para la instalación.

A continuación, se calcularán el número de módulos que se deben colocar, y su distribución, para satisfacer las características de la instalación.

Tabla 2.1 Componentes principales de la instalación

MÓDULO SUNPOWER 225	INVERSOR SIEMENS SINVERT 1000MS
225W con 72 células serie	1116kW
V_{oc}(25°C)= 48.5 V	V_{DC OP, mín} = 450 V
V_{MPP}(25°C)= 41 V	V_{DC start, mín}= 600V

El rango de MPP (Maximum Power Point) del inversor va de 450 a 750V, siendo 810V la máxima tensión admisible a la entrada. Con estos datos, se puede hallar el número mínimo y máximo de módulos serie para los valores críticos de módulo elegido. Cada módulo tiene una tensión a potencia máxima de 41V.

Tendremos pues que poner un mínimo 11 de módulos:

$$450 \div 41 = 10.98 \text{ módulos}$$

2.2

Y un máximo de 18 módulos en serie:

$$750 \div 41 = 18.29 \text{ módulos}$$

2.3

2.4.1.3 Dimensionado de la instalación

El módulo tiene una tensión a potencia máxima de 41V, como ya se ha mencionado, pero la instalación funcionará a lo largo del año en condiciones variables de irradiación y temperatura.

En los meses de febrero y marzo se pueden encontrar buenas condiciones de irradiación y temperatura. Además, se deben tener en cuenta situaciones extremas de funcionamiento como son: temperaturas por debajo de 0°C (la temperatura mínima histórica para Valladolid es de -16°C [4], por lo que es necesario verificar que el

sistema no supere la tensión mencionada anteriormente. Lo mismo ocurre en meses de julio y agosto donde las temperaturas de trabajo de la célula serán muy elevadas, se estiman, cercanas a los 70°C.

La potencia máxima que se puede inyectar a la entrada del inversor es:

$$P_{\text{máx inyectada}} = \frac{P_{\text{máx inversor}}}{\text{Eficiencia}} = \frac{1116}{0.965} = 1156.47 \text{ kW}$$

2.4

Ahora se delimitan el número de módulos que se pueden poner:

$$\text{Paneles}_{\text{permitidos}} = \frac{P_{\text{máx}}}{P_{\text{unitaria módulo}}} = \frac{1156.47 \text{ kW}}{225 \text{ W}} = 5139 \text{ módulos}$$

2.5

Cálculo de los módulos conectados en serie permitidos, para los puntos de mínima tensión en funcionamiento y mínima tensión en arranque del inversor

$$Ns \times V_{DC \text{ máx módulo}} > V_{DC \text{ start mín}}$$

2.6

$$Ns \times V_{DC \text{ mín módulo}} > V_{DC \text{ OP mín}}$$

2.7

$$V_{DC \text{ máx módulo}} = U_{oc}(25^\circ\text{C}) + \Delta V^+ = 48.5 + (-5.96) = 42.54 \text{ V}$$

2.8

$$V_{DC \text{ mín módulo}} = U_{MPP}(25^\circ\text{C}) + \Delta V^- = 41 + (-5.96) = 35.04 \text{ V}$$

2.9

$$\text{Siendo } \Delta V = \Delta \sigma \times \left(\frac{\Delta V}{\Delta \sigma} \right) \times = (70 - 25) \times \left(-\frac{132.5 \text{ mV}}{k} \right) = -5.96 \text{ V/módulo [5].}$$

2.10

Con las ecuaciones 2.6 y 2.7 se obtiene:

$$N_s > \frac{V_{DC \text{ start } mín}}{V_{DC \text{ máx módulo}}} = \frac{600V}{42.54V} = 14.10$$

$$N_s > \frac{V_{DC \text{ OP } mín}}{V_{DC \text{ mín módulo}}} = \frac{450V}{35.04V} = 12.84$$

Por lo que se debe cumplir que $N_s > 14.10$ módulos

Cálculo de los módulos conectados en serie permitidos, para los puntos de máxima tensión en circuito abierto y máxima tensión en funcionamiento del inversor

Tabla 2.2. Componentes principales de la instalación

MÓDULO SUNPOWER 225	INVERSOR SIEMENS SINVERT 1000MS
225W con 72 células serie	1116kW
V_{oc}(25°C)= 48.5 V	V _{DC OP, máx} = 810 V
V_{MPP} (25°C)= 41 V	V _{DC, máx} = 810V

$$N_s \times V_{DC \text{ máx módulo}} < V_{DC, máx}$$

2.11

$$N_s \times V_{DC \text{ mín módulo}} < V_{DC \text{ OP, máx}}$$

2.12

$$V_{DC \text{ máx módulo}} = V_{oc}(25^\circ\text{C}) + \Delta V^+ = 48.5 + (-3.31) = 45.19 \text{ V}$$

2.13

$$V_{DC \text{ mín módulo}} = V_{MPP}(25^\circ\text{C}) + \Delta V^- = 41 + (-3.31) = 37.69 \text{ V}$$

2.14

$$\text{Siendo } \Delta V = \Delta \sigma \times \left(\frac{\Delta V}{\Delta \sigma} \right) \times = (0 - 25) \times \left(-\frac{132.5 \text{ mV}}{k} \right) = -3.31 \text{ V/módulo [5].}$$

2.15

Con las ecuaciones 2.11 y 2.12 se obtiene:

$$N_s < \frac{V_{DC\ máx}}{V_{DC\ máx\ módulo}} = \frac{810V}{45.19V} = 17.92$$

$$N_s < \frac{V_{DC\ OP\ máx}}{V_{DC\ mín\ módulo}} = \frac{810V}{37.69V} = 21.49$$

Por lo que se debe cumplir que $N_s < 17.92$ módulos

Con los cálculos anteriores se puede decir que las restricciones son:

$$14.10 < N_s < 17.92$$

Ajuste de la potencia pico final

Debido a que la potencia nominal es de 1.116 kW, este dato corresponde a la potencia nominal del inversor, ANEXO VII, y que la potencia pico máxima es de 1.115,47 kW, se ajustará a esta última la potencia del campo. Con el número de paneles en serie que se ha calculado y conociendo la potencia nominal del módulo fotovoltaico elegido, 225 W, se multiplicará el número de módulos serie hallado por su potencia unitaria (se escogerá el mayor número par que resulta del intervalo obtenido, con el fin de simplificar en la medida de lo posible el diseño de la instalación y considerando la única restricción al respecto el espacio disponible para la instalación, como se justificará una vez obtenidos los módulos totales a instalar).

Para obtener el número de módulos en paralelo se hará de la siguiente manera: se divide la potencia máxima del campo fotovoltaico entre el valor obtenido anteriormente, resultando así, un número que se aproximará al inmediato inferior siendo este el número de módulos en paralelo.

$$\frac{1156.47kW}{3600\ W} = 321,24\ módulos \Rightarrow 321\ módulos$$

2.16

Por motivos de simplificación se escogerán 320 módulos en paralelo con el fin de minimizar, en la medida de lo posible, los cálculos y disposición del generador fotovoltaico en los distintos subcampos como se mostrará en el PLANO 2 del apartado de PLANOS.

Se dispone de una superficie de 187594 m², como se mencionó con anterioridad, y una vez calculados el número total de módulos de los que constará la instalación (16 módulos en serie y 320 en paralelo) que son 5.120 módulos, se podrá comprobar si la restricción de espacio se satisface. Cada módulo tiene una superficie de aproximadamente de 1,25 m² (1,559 x 0,798= 1,244 m²), por lo que la superficie total de los módulos es de 6.400m² (5.120 x 1,25=6.400 m²) asciende a 6.400 m² y considerando además, un margen mayor de espacio teniendo en cuenta la superficie de otros elementos de la instalación, como pueden ser la caseta del inversor, espacio entre módulos, etc., se aprecia que no hay ningún problema al respecto, por lo que queda completamente satisfecha esta restricción.

2.4.1.4 Disposición de los módulos fotovoltaicos

A la hora de diseñar la instalación fotovoltaica a realizar, es muy importante decidir la orientación de los paneles ya que interesará que estos, capten la mayor cantidad de radiación solar posible.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas IDAE, la orientación se define por el ángulo llamado azimut α , que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para los módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

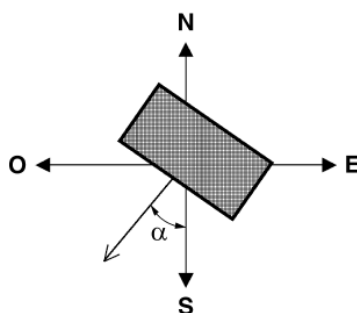


Fig. 2.4. Representación del ángulo azimut. Fuente: IDAE

Para hallar la orientación óptima de los módulos solares debe considerarse la ubicación de los mismos, en este caso, los paneles captarán la mayor cantidad de radiación solar si se orientan al sur geográfico, donde $\alpha = 0^\circ$.

Inclinación de los módulos

Otro parámetro importante en el diseño de la instalación fotovoltaica, es la inclinación que deben tener los módulos para captar la mayor radiación posible.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas IDAE, la inclinación de los módulos se define mediante el ángulo de inclinación β , que es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para módulos verticales.

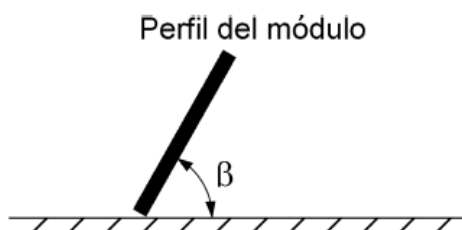


Fig. 2.5. Representación del ángulo de inclinación. Fuente: IDAE

El cálculo de la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos, se obtendrá considerando el mes de menor radiación captada sobre los módulos. Hay que tener en cuenta dos variables: el periodo de explotación de la instalación, habrá que definir si se utilizará en verano, invierno o durante todo el año y la latitud del emplazamiento.

$$\text{Latitud } (\phi) \rightarrow 41^\circ 24' 50'' N \rightarrow 41.42^\circ$$

Se utilizará el método “mes peor” [6] por el cual la inclinación óptima aproximada de los módulos respecto a la horizontal es la mostrada en la tabla siguiente:

Tabla 2.3. Inclinación de los módulos según latitud

Periodo de diseño	β_{opt}
Diciembre	$\Phi + 10^\circ$
Julio	$\Phi - 20^\circ$
Anual	$\Phi - 10^\circ$

Con la utilización de este método se obtiene la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos en la instalación según el periodo de diseño:

Tabla 2.4. Inclinación de los módulos según periodo y latitud de la instalación

Periodo de diseño	β_{opt}
Diciembre	$\Phi + 10^\circ = 41.42 + 10 = 51.42^\circ$
Julio	$\Phi - 20^\circ = 41.42 - 20 = 21.42^\circ$
Anual	$\Phi - 10^\circ = 41.42 - 10 = 31.42^\circ$

Con estas inclinaciones, se obtienen las menores pérdidas por inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Distancia mínima entre filas de módulos

En este apartado se hallará la distancia mínima entre filas de módulos de manera que no se produzcan sombras entre unos módulos y otros con el fin de aumentar la producción y eficiencia de la instalación.

La separación entre líneas de captadores se establece de tal forma que, al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del período de utilización, la sombra de la arista superior de una fila ha de proyectarse, como máximo, sobre la cresta inferior de la siguiente.

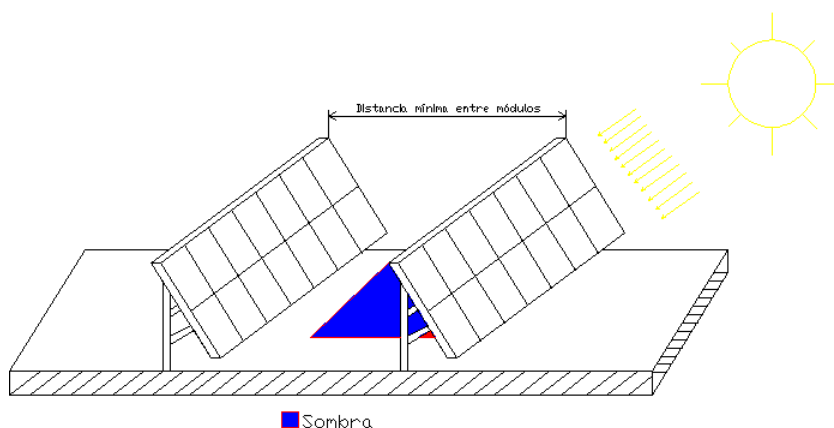


Fig. 2.6. Esquema de distancia entre módulos

En equipos de utilización todo el año o en invierno, el día más desfavorable corresponde al 21 de Diciembre. En este día, la altura solar mínima al mediodía solar tiene valor:

$$H_{\min} = (90^\circ - \text{Latitud del lugar}) - 23^\circ$$

2.17

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la distancia “d”, medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura “h”, que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

Esta distancia “d” será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

2.18

En la siguiente figura se muestran todas las medidas que debemos tener en cuenta:

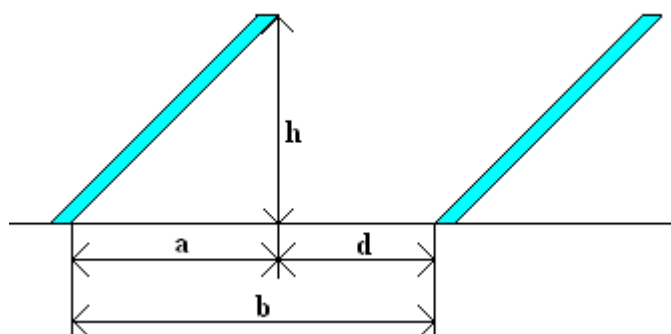


Fig. 2.7. Esquema de distancias mínimas

La distancia de separación entre filas de módulos depende del ángulo de inclinación de estos.

En el caso proyectado, los módulos se colocarán a una distancia aceptable teniendo en cuenta la ecuación anterior para un ángulo de 32° (aproximando a $31,42^\circ$), que es el que proporciona mayor rendimiento a la instalación. Además, habrá que tener en cuenta que la estructura es un seguidor solar por lo que a la altura “h” habrá que añadirle la altura mínima a la que se puede poner el seguidor, así se tiene:

$$h = 1.8 + (2 \times 0.798) \times \sin 32^\circ = 2.68 \text{ m}$$

2.19

Una vez conocida la altura que tendrán los módulos y sabiendo que forma un ángulo de 32° y que la latitud del emplazamiento es de $41,42^\circ$, con la ecuación 2.18, se tiene:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{2.68}{\tan(61^\circ - 41.42^\circ)} = 2,99 \text{ m} \sim 3 \text{ m}$$

Por lo tanto, se obtiene los siguientes parámetros:

$$h=2,68 \text{ m}$$

$$d=3 \text{ m}$$

$$a=1,35 \text{ m}$$

$$b= 4,35 \text{ m}$$

2.4.2. Elección del inversor

Aquí se seleccionará según la potencia elegida a instalar, el inversor o inversores. Estos, deben ser elegidos de manera que su potencia nominal, o suma de potencias en el caso de varios inversores, se aproximen a la potencia pico del campo fotovoltaico.

Existe una amplia gama de este tipo de dispositivos en el mercado, ya sean monofásicos o trifásicos. Se puede realizar la instalación con uno o varios inversores, en este caso, se optará por la elección de un único inversor por las ventajas que se mencionan a continuación:

Tabla 2. 5. Ventajas de la elección de un solo inversor

Disminución del coste de la instalación
Mayor rendimiento general en condiciones normales de funcionamiento
Se trabaja con tensiones más altas que implican menores pérdidas por intensidad con la consecuente disminución de sección en los conductores
Mayor facilidad de control y monitorización de la instalación

2.4.2.1 Criterios técnicos de selección del inversor

Actualmente, en el mercado existen inversores con valores de rendimiento que alcanzan hasta el 96%, lo cual provoca un gran aprovechamiento de energía.

A la hora de elegir un inversor para una instalación fotovoltaica hay que tener en cuenta una serie de parámetros, algunos de los más importantes son: el rendimiento, el tiempo de vida, fiabilidad, el autoconsumo, etc.

La potencia nominal de la instalación se corresponde con la potencia del inversor. Dependiendo de la eficiencia del inversor se podrá conectar una mayor o menor potencia del campo fotovoltaico, ya que la potencia máxima que se puede inyectar a la entrada del inversor resulta de la división entre la potencia máxima de dicho elemento y su eficiencia.

Con las consideraciones anteriormente indicadas sobre el inversor, se ha escogido el inversor SINVERT 1000 MS de la empresa SIEMENS. En el ANEXO VII., se pueden ver las características técnicas del inversor escogido.

2.4.2.2 Ficha de la instalación

Con lo expuesto anteriormente se puede confeccionar la “Ficha de la instalación” con los elementos fundamentales que la componen:

Tabla 2.6. Características eléctricas del módulo fotovoltaico

Eficiencia (%)	18,1
Tolerancia (%)Potencia máxima pico (W)	+5/-3
Potencia máxima pico (W)	225
Corriente de cortocircuito (A)	5,87
Corriente en el punto de máxima potencia (A)	5,49
Tensión en circuito abierto (V)	48,5
Tensión en el punto de máxima potencia (V)	37,5
Coefficiente de temperatura para potencia (%/K)	-0,38
Coefficiente de temperatura para voltaje (mV/K)	-132,5
Coefficiente de temperatura para corriente (mA/K)	3,5

En las tablas que se muestran a continuación, se muestran los valores que se tienen en cada asociación de módulos, ya sea trate de las ramas o de los grupos. Finalmente, se mostrará una tabla en la que se recogen las características principales de la instalación.

Tabla 2.7. Características eléctricas de cada rama (asociación en serie)

Nº de módulos en serie	16
Potencia (W)	3500
Corriente de cortocircuito (A)	5,87
Corriente para punto de máxima potencia (A)	5,49
Tensión en circuito abierto (V)	776
Tensión para punto de máxima potencia (V)	600

Tabla 2.8. Características eléctricas de cada grupo (asociación paralelo)

Nº de módulos en paralelo	2
Potencia (W)	16x2x225=7.200
Corriente de cortocircuito (A)	11,74
Corriente para punto de máxima potencia (A)	10,98
Tensión en circuito abierto (V)	48,5
Tensión para punto de máxima potencia (V)	37,5

Tabla 2.9. Resumen de la instalación

Número de módulos en serie	16
Número de módulos en paralelo	320
Número de módulos totales	5.120
Potencia máxima teórica	1.156,45 kW
Potencia real del generador fotovoltaico	1.152,0 kW
Potencia del inversor	1.116 kW
Conexión a red	Trifásica

2.4.3. Elección de la estructura soporte

La estructura elegida para la instalación es un seguidor solar azimutal de dos ejes modelo AZ-225 de la empresa WATTSUN.

Se ha elegido este tipo de seguidor ya que ofrece mayor rendimiento a la instalación al seguir la trayectoria azimutal del sol y variar la inclinación de la parrilla en función de la elevación solar, a lo largo del año. Este tipo de seguidores utilizan un sistema de seguimiento en lazo cerrado. Consta de un sensor óptico que percibe la posición del sol y proporciona información al control de la radiación total y del diferencial entre los lados opuestos del sensor, para garantizar el mejor seguimiento. El circuito de control ajusta automáticamente la sensibilidad del seguimiento y envía una señal a los dos motores, que mueven la parrilla a través de dos ejes hasta encontrar constantemente la posición óptima de captación. Este tipo de estructura aumenta el rendimiento energético entre el 28 y 30 %. En el ANEXO VII., se pueden ver las características técnicas de la estructura soporte escogida.

2.4.3.1 Cálculo de la estructura soporte

Es de vital importancia para la instalación realizar un correcto anclaje de las estructuras soporte, a demás, según se detalla en el Pliego de Condiciones Técnicas IDAE, la estructura soporte de cualquier instalación debe respetar una serie de normas y ser capaz de soportar las sobrecargas de viento y nieve que pueden darse en la zona donde se ubica la instalación.

2.4.3.1.1 Sobrecargas soportadas.

A continuación, se procederá a realizar el cálculo necesario para que la estructura soporte respete lo exigido.

Sobrecargas de viento.

La estructura escogida posee una superficie de 20 m² (6,4X3,2, estándar aunque el fabricante da la opción de modificarlo según los módulos, por lo que se elegirá 12,48X1,6). Cada módulo tiene una superficie de 1,25 m² (1,559X0,798=1,244 m²), por lo que en cada una se podrán colocar la asociación escogida de 8 módulos en serie y 2 filas en paralelo, ya que suma una superficie de aproximadamente 20 m².

Como ya se ha mencionado, las dimensiones podrían variarse en función de los módulos, en el caso de la disposición que se tiene, podría ser interesante disponer de una estructura con un poco más de superficie para dejar una separación entre columnas de módulos con una doble finalidad, la primera para facilitar la refrigeración de los módulos y la segunda para reducir la presión ejercida por el viento sobre la superficie total.

Para el cálculo de esta sobrecarga se parte de los siguientes parámetros de partida:

Superficie de los módulos: $S=16X(,559X0,798)=19,91\text{ m}^2$

Fuerza y velocidad del viento: el viento, está originado por masas de aire en movimiento. Dicho aire, se considera como una mezcla de gases, que en condiciones normalizadas, tiene entre otras, las siguientes características según la norma UNE-100.000/95.

Presión atmosférica: 101.325 Pa

Tª seca: 20 °C

Tª húmeda: 13,8 °C

Densidad: 1,199 Kga.s./m3

Humedad específica: 7,295 g de agua/Kga.s

Volumen específico: 0,84 m3/Kga.s

Viscosidad dinámica: 18,189 μPa s

Tabla 2.10. Relación viento-fuerza para estructuras soporte. Fuente IDAE

Velocidad (km/h)	100	140	200
Fuerza del viento (kg/m ²)	50	100	200

Se tomará para estos cálculos un viento máximo de 140 km/h, correspondiente a un viento de clase 12, clasificado como huracán, para asegurar, con creces, la resistencia de la instalación debido a la rara existencia de este tipo de fenómenos en la región.

Se considera que el viento actúa en un plano horizontal, mientras que los módulos estarán en el peor de los casos con una inclinación de 52° sobre la horizontal. En el caso más desfavorable, actuará frontalmente a las placas, desde su cara posterior.

La superficie perpendicular a la fuerza del viento será por tanto:

$$Sp = S \times \sin \alpha = 19,91 \times \sin 32^\circ = 10,56\text{ m}^2 \quad 2.20$$

Luego la fuerza a considerar será:

$$F = Sp \times P = 10,56\text{ m}^2 \times \frac{100\text{ Kg}}{\text{m}^2} = 1.056\text{ Kg} \quad 2.21$$

A esta fuerza a considerar se le aplicará un coeficiente de seguridad=2, para que la seguridad de la instalación sea mayor ante la presencia del viento, luego:

$$F = 2 \times 1.056 = 2.112\text{ Kg} \quad 2.22$$

Esta fuerza se supone de aplicación sobre el centro geométrico de la superficie de los módulos.

Las posibles fuerzas que pueden aparecer son las siguientes:

-Fuerza de elevación producida por el viento.

$$F_v = F \times \cos 52^\circ = 2.112 \times \cos 52^\circ = 1.300,27 \text{ Kg} \quad 2.23$$

-Momento cortante máximo producido en la base del poste.

$$J = F \times h_{\text{poste}} = 2.112 \times 1,8^2 = 6.842,88 \text{ Kg} \times \text{m}^2 \quad 2.24$$

-Par máximo producido en la base del poste.

$$P = F \times h_{\text{poste}} = 2.112 \times 1,8 = 3.801,60 \text{ Kg} \quad 2.25$$

-Peso máximo soportado en la base del poste.

Se supondrá que el peso total de la estructura será aproximadamente de 600 Kg (este dato no figura en el catálogo de la estructura escogida y se ha cogido de acuerdo con estructuras similares), a este peso hay que añadirle el de los módulos que pesan 15 kg por lo que en cada estructura se tendrá un peso total de $600+16 \times 15=840$ Kg.

$$\text{Peso total de la estructura + módulos} + F_v = 840 + 1.300,27 = 2.140,27 \text{ Kg} \quad 2.26$$

-Cálculo de la zapata.

Para este cálculo, se tendrán los siguientes datos de partida tanto del terreno como de los materiales empleados:

Resistencia del terreno: 2 Kg/cm^2

Calidad del hormigón: H-200

Resistencia del hormigón: $>200 \text{ Kg/cm}^2$

Mallazo: $\Phi 6\text{-C}/200$

Resistencia mínima del acero: 5.100 Kg/cm^2

Densidad mínima del hormigón: 2.200 Kg/m^3

Coeficiente de seguridad: 1,5

Se optará por una cimentación de sección cuadrada de 2 metros de lado y 1,73 metros de profundidad, por lo que el volumen de hormigón asciende a $6,92 \text{ m}^3$, con un peso total de 15.224 Kg.

Sobrecargas de nieve.

Es el peso de la nieve, que en las condiciones climatológicas más desfavorables, puede acumularse sobre ella.

El peso específico aparente de la nieve acumulada es muy variable, según las circunstancias, pudiendo servir de orientación los siguientes valores:

Nieve recién caída 120 kg/m^3

Nieve prensada o empapada 200 kg/m^3

Nieve mezclada con granizo 400 kg/m^3

En el caso proyectado, se tiene una superficie inclinada, por lo que la sobrecarga de nieve formará un ángulo sobre la horizontal, y de manera que no ofrezca impedimento al deslizamiento de nieve tendrá por metro cuadrado de proyección horizontal un valor de:

$$\begin{aligned}\alpha &= 60^\circ \Rightarrow p \cos \alpha \\ \alpha &> 60^\circ \Rightarrow \text{cero}\end{aligned}$$

siendo p el valor de la sobrecarga sobre la superficie horizontal.

Cuando la superficie de cubierta tenga resaltos u otros obstáculos que impidan el deslizamiento natural de la nieve, se tomará, cualquiera que sea el ángulo α , sobrecarga por metro cuadrado de proyección horizontal de valor p . En el presente caso, por tener un ángulo que no está contenido en los rangos anteriores, se supondrá una sobrecarga horizontal.

En este caso, se supone que la sobrecarga está uniformemente repartida, y su valor en cada localidad puede fijarse con los datos estadísticos locales cuando existan con garantía suficiente. Cuando no existan datos estadísticos, el valor de la sobrecarga, en función de la altitud topográfica de la localidad, será el dado por la Tabla 4.1 del Pliego de Condiciones Técnicas IDAE. Aún para las localidades en que no nieva se debe adoptar una sobrecarga de cubierta no menor de 40 kg/m^2 .

La provincia de Valladolid se encuentra a una altitud de 725m y para esta altitud se tiene en la tabla una sobrecarga de 80 Kg/m^2 .

Tabla 2.11. Relación altitud-sobrecarga de nieve. Fuente IDAE

Altitud topográfica h m	Sobrecarga de nieve kg/m^2
0 a 200	40
201 a 400	50
401 a 600	60
601 a 800	80
800 a 1.000	100
1.001 a 1.200	120
> 1.200	$h: 10$

2.4.4. Centro de transformación

Será necesaria la construcción de un Centro de Transformación (CT) al final de la instalación, justo a continuación de la Caja General de Protección, dado que la empresa Iberdrola Distribuciones Eléctricas no posee ningún CT cercano al punto de acceso a red existente, en el PLANO 3 del apartado de PLANOS se puede observar la ubicación del CT.

En este caso, el instalador se hará cargo de la construcción y montaje, siendo el CT propiedad del titular del contrato de la instalación. Debido a esto, no se requerirá normativa restrictiva en cuanto a límites de potencia y sobrecargas se refiere.

No obstante, se tomará como modelo de construcción del centro transformador la normativa para construcción de un CT de intemperie compacto, recogiendo los elementos indispensables con los que debe contar el CT.

En un CT el componente principal es el transformador, que es el encargado de pasar la tensión de 400 V que llega del inversor a la tensión nominal de la red, en este caso, 24 kV.

El transformador escogido será trifásico, en baño de aceite mineral dieléctrico, refrigeración natural por aire, con relación de transformación 24 kV/400V, y con una potencia nominal de 250 kVA.

Como anteriormente se comentó, al ser propiedad del titular, no será necesario cumplir con los límites de sobrecarga de CT's que se especifican en el R.D.1663/2000.

Por tanto, en este caso, se conectarán un total de 7 subcampos por transformador que hacen un total de 201.60 kW, siendo la potencia de entrada inferior a la nominal del transformador. Esta solución se ha adoptado como la más idónea a la hora de planificarla instalación fotovoltaica en su conjunto, ya que en caso de fallo, ya sea por avería o mantenimiento la instalación podrá trabajar parcialmente gracias a que el CT constará de 6 transformadores. En el ANEXO VII., se pueden ver las características técnicas del CT.

2.4.4.1 Elementos constitutivos

El Centro de Transformación será prefabricado y subterráneo (CTPS), los principales elementos constitutivos que lo forman son:

- Envolvente prefabricada subterránea.
- Celda de Alta Tensión.
- Transformador de MT/BT.
- Cuadros Modulares de BT.
- Fusibles limitadores de AT.
- Interconexión celda-trafo.
- Interconexión trafo-cuadro BT.
- Instalación de puesta a tierra.
- Señalización y material de seguridad.

Envolventes prefabricadas subterráneas

Las envolventes serán del tipo EPSH ó EPSV, y cumplirán con las características generales especificadas en la Norma NI 50.40.02.

Celdas de Alta Tensión

Los tipos de celdas con aislamiento y corte en SF₆ a utilizar en los CTPS serán las extensibles (CE) y las no extensibles (CNE), pudiendo indistintamente englobar las funciones de línea y/o de protección.

Los tipos de celdas están indicados en la Tabla siguiente, y cumplirán lo especificado en la Norma NI 50.42.11.

Tabla 2.12. Tipos de envolventes subterráneas para 24 y 36 kV

TIPO DE ENVOLVENTE	TIPOS DE CELDAS	
	EXTENSIBLES	NO EXTENSIBLES
EPSH Ó EPSV	CE-L-SF6-24	CNE-P-F-24
	CE-L-SF6-36	CNE-P-F-SF6-36
	CE-P-F-SF6-24	CNE-2L1P-F-SF6-24
	CE-P-F-SF6-36	CNE-2L1P-P-F-SF6-36
	CE-2L1P-F-SF6-24	CNE-3L1P-F-SF6-24

Cuadros de BT

El Centro de Transformación irá dotado de cuatro salidas de 400 A y dos salidas de 160 A o de un cuadro de cinco salidas de 400 A por cada transformador.

Las especificaciones técnicas, de estos tipos de cuadros, están recogidas en la norma NI 50.44.02.

El cuadro de BT podrá no incorporar maxímetro amperímetro, ya que el control de la carga de los transformadores se realizará periódicamente mediante la medición de las citadas cargas en el centro de transformación.

Fusibles limitadores de AT

Los fusibles limitadores instalados en las celdas de alta tensión deben de ser de los denominados "Fusibles fríos", y sus características técnicas están recogidas en la Norma NI 75.06.31 "Fusibles limitadores de corriente asociados para alta tensión hasta 36 kV (Cartuchos fusibles)".

Interconexión Celda-Trafo

La conexión eléctrica entre la celda de alta y el transformador de potencia se realizará con cable unipolar seco de 50 mm² de sección y del tipo HEPRZ1, empleándose la tensión asignada del cable de 12/20 kV para tensiones asignadas del Centro de Transformación de hasta 24 kV.

Estos cables dispondrán en sus extremos de terminales enchufables rectos o acodados de conexión sencilla, siendo de 24 kV/200 A para Centros de Transformación de hasta 24 kV.

Las especificaciones técnicas de los cables están recogidas en la Norma NI 56.43.01.

Las especificaciones técnicas de los terminales están recogidas en la Norma NI 56.80.02.

Interconexión Trafo-Cuadro BT

La conexión eléctrica entre el trafo de potencia y el cuadro de Baja Tensión se debe realizar con cable unipolar de 240 mm² de sección, con conductor de aluminio tipo RV y de 0,6/1 kV, especificados en la Norma NI 56.31.21.

El número de cables será siempre de 3 para cada fase y dos para el neutro.

Estos cables dispondrán en sus extremos de terminales bimetálicos tipo TBI-M12/240, especificado en la Norma NI 58.20.71.

Instalación de Puesta a Tierra (PAT)

Las prescripciones que deben cumplir las instalaciones de PAT vienen reflejadas (tensión de paso y tensión de contacto) en el Apartado 1 "Prescripciones Generales de Seguridad" del MIE-RAT 13. [7]

Hay que distinguir entre la línea de tierra de la PAT de Protección y la línea de tierra de PAT de Servicio (neutro).

A la línea de tierra de PAT de Protección se deberán conectar los siguientes elementos:

- Cuba del transformador.
- Envolvente metálica del cuadro B.T.
- Celda de alta tensión (en dos puntos).
- Pantalla del cable HEPRZ1, extremos conexión celda y ambos extremos en conexión transformador.

A la línea de tierra de PAT de Servicio (neutro), se le conectará a la pletina de salida del neutro del cuadro de B.T.

Las PAT de Protección y Servicio (neutro) se establecerán separadas, salvo cuando el potencial absoluto del electrodo adquiera un potencial menor o igual a 1.000 V, en cuyo caso se establecen tierras unidas.

Formas de los electrodos:

El electrodo de PAT estará formado por uno o dos bucles, con o sin picas, enterrados horizontalmente alrededor del Centro de Transformación.

Línea de Tierra:

- Línea de tierra de PAT de Protección.

Se empleará cable de cobre desnudo de 50 mm² de sección, especificado en la NI 54.10.01.

- Línea de Tierra de PAT de Servicio.

Se empleará cable de cobre aislado de 50 mm² de sección tipo DN-RA 0,6/1 kV, especificado en la Norma NI 56.31.71.

Cuando las PAT de Protección y Servicio (neutro) hayan de establecerse separadas, como ocurre la mayor parte de las veces, el aislamiento de la línea de tierra de la PAT del neutro deberá satisfacer el requisito establecido anteriormente, pero además cumplirán la distancia de separación en metros, establecida en la Tabla siguiente, y en las zonas de cruce del cable de la línea de PAT de Servicio con el electrodo de PAT de Protección deberán estar separadas una distancia mínima de 40 cm.

Tabla 2.13. Separación entre las PAT de protección y servicio en CT's hasta 1000 kVA y 36 kV

Ipat (A)	≤ 100	≤ 250	≤ 500	≤ 750	≤ 1000
Rango $\rho_{\pm 1}$ (ohm.m)					
Menor de 5	UNIDAS				
Entre 5 y 10					
Entre 10 y 50		6	9.6	11.4	13.2
Entre 50 y 100		9.6	13.2	18.6	22.2
Entre 100 y 200	6	13.2	22.2	32.2	
Entre 200 y 300	9.6	18.6	32.2		
Entre 300 y 500	13.0	26.4			
Entre 500 y 800					
Entre 800 y 1000					

Electrodo de Puesta a Tierra:

El material será de cobre según el apartado 4.2. del MT 2.11.30.

La sección del material empleado para la construcción de bucles será un conductor de cobre, de 50 mm², según la Norma NI 54.10.01.

Se emplearán picas lisas de acero-cobre del tipo PL 14-2000, según NI 50.26.01 Picas cilíndricas de acero-cobre.

Piezas de Conexión:

Las conexiones se efectuarán empleando los elementos siguientes:

Conductor-Conductor

- Grapa de latón con tornillo de acero inoxidable del tipo GCP/C16, según la Norma NI 58.26.04.

Conductor-pica

- Grapa de conexión para picas cilíndricas de acero cobre tipo GC-P14,6/C50 según la Norma NI 58.26.03.

Sistema de acera perimetral (CH):

Cuando con la utilización de un electrodo normalizado, la tensión de paso y contacto resultante sea superior a la tensión de paso y contacto admisible por el ser humano, es preciso recurrir al empleo de medidas adicionales de seguridad (denominadas CH), cuyo objetivo es garantizar que la tensión de paso y contacto admisible sea superior a las resultantes.

El CH es una capa de hormigón seco ($\rho_s=3.000 \Omega\text{m}$) que se colocará como perimetral en todo el contorno del Centro de Transformación con una anchura de 1,50 m. y un espesor de 10 cm.

Ejecución de Puestas a Tierra:

Para realizar la tarea de seleccionar el electrodo de PAT es necesario el conocimiento del valor numérico de la resistividad del terreno, pues de ella dependerá tanto la resistencia de difusión a tierra como la distribución de la instalación.

La realización e interpretación de las mediciones de la resistividad del terreno se especifican en el MT 2.03.10. En dicho Manual Técnico recoge el protocolo de medidas de resistividad del terreno.

Ejecución de PAT para Envoltentes de hasta 630 kVA y 24 kV:

Se proponen varias configuraciones de electrodos para el Centro de Transformación Subterráneo tipo EPS, con las siguientes particularidades:

- Se contempla la utilización, como medida adicional de seguridad, de una capa de hormigón seco de resistividad superficial 3.000 Ωm .

- El tiempo máximo de eliminación del defecto se establece en 0.5 segundos para intensidades de puesta a tierra menores de 100 A y en 0,2 segundos para intensidades de puesta a tierra iguales o mayores de 100 A.

La denominación de los electrodos propuestos es la siguiente:

EPSP-1BMP0 Electrodo de bucle de 7 x 4,5 m a 0,5 m de profundidad.

EPSP-1BMP4 Electrodo de bucle de 7 x 4,5 m a 0,5 m de profundidad y 4 electrodos de pica de 2 m de longitud en las esquinas del bucle, con la cabeza enterrada a 0,5 m de profundidad.

EPSP-1BMP8 Electrodo de bucle de 7 x 4,5 m a 0,5 m de profundidad y 8 electrodos de pica de 2 m de longitud regularmente espaciadas en el bucle, con la cabeza enterrada a 0,5 m de profundidad.

EPSP-2BMP4 Un electrodo de bucle de 7 x 4,5 m a 0,5 m de profundidad, un electrodo de bucle de 8 x 5,5 m a 0,5 m de profundidad y 4 electrodos de pica de 2 m de longitud en las esquinas del bucle externo, con la cabeza enterrada a 0,5 m de profundidad.

Dimensiones planta: 4,850x2,500mm.

En la siguiente Tabla, se expone los electrodos a utilizar en función de la resistividad del terreno y la intensidad de PAT.

Tabla 2.14 Electrodos normalizados para CT's hasta 630kVA y 24 kV

Ipat (A) Rango ρ_{s1} (ohm.m)	≤ 100	≤ 250	≤ 500	≤ 750	≤ 1000	Rd(ohm)		
Menor de 5	EPSP-1BMP0					0.44		
Entre 5 y 10						0.89		
Entre 10 y 50						4.44		
Entre 50 y 100	EPSP-1BMP0 + CH			EPSP-1MP4 + CH	EPSP-1BMP8 + CH	8.87 / 7.29 / 6.55		
Entre 100 y 200				EPSP-1BMP8 + CH	EPSP-2BMP8 + CH	17.75 / 13.1 / 11.4		
Entre 200 y 300	EPSP-1BMP4 + CH	EPSP-2BMP8 + CH				21.86 / 16.72		
Entre 300 y 500	EPSP-2BMP4 + CH					29.62		
Entre 500 y 800	(1)							
Entre 800 y 1000								

Rd: Resistencia de difusión a tierra

CH: Capa de Hormigón seco ($\rho_s = 3000 \text{ ohm.m}$)

En la Tabla siguiente, se indican las situaciones en las que los electrodos de las PAT de Protección y Servicio van unidas (en el caso que el potencial absoluto del electrodo adquiriera un potencial menor o igual a 1.000 V) y cuando separadas (distancias en metros).

Se añade además la distancia de separación en metros, entre ambas puestas a tierra, cuando deban estar separadas.

Tabla 2.15. Distancia de separación entre las PAT de protección y servicio en CT's hasta 630kVA y 24 kV

I_{pat} (A) Rango ρ_{ti} (ohm.m)	≤ 100	≤ 250	≤ 500	≤ 750	≤ 1000
Menor de 5	UNIDAS				
Entre 5 y 10					
Entre 10 y 50					
Entre 50 y 100					
Entre 100 y 200	6.0	13.2	22.2	31.2	
Entre 200 y 300	9.6	16.8	31.2		
Entre 300 y 500	13.2	27.6			
Entre 500 y 800					
Entre 800 y 1000					

Materiales de Seguridad y Primeros Auxilios

El CT dispondrá de banqueta aislante, guantes de goma para la correcta ejecución de las maniobras y placa de instrucciones para primeros auxilios.

La banqueta aislante está recogida en la NI 29.44.08.

Los guantes de goma están recogidos en la NI 29.20.11.

2.4.5. Protecciones

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica como al personal encargado de su mantenimiento y correcta operación, es necesario proporcionar una serie de elementos de protección que aseguren una explotación correcta de la instalación.

Al igual que para el cálculo del cableado de la instalación, el cálculo de protecciones se realizará independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación, diferenciando entre tramos de corriente continua y de corriente alterna, ya que las protecciones deberán ser distintas para cada tramo dependiendo la naturaleza continua o alterna del tramo y al valor de corriente admisible por los conductores.

Aunque los fusibles e interruptores para corriente continua son diferentes a los de corriente alterna, su cálculo es similar, según la norma ITC-BT-22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, un dispositivo protege contra sobrecargas a un conductor si se verifican las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad 2.27$$

$$I_2 \leq 1.45 \times I_Z \quad 2.28$$

Donde:

I_B es la corriente de empleo o de utilización.

I_N es la corriente nominal del dispositivo de protección.

I_Z es la corriente máxima admisible por el elemento a proteger.

I_2 es la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección (fusión de los fusibles y disparo de los interruptores automáticos).

En la protección con magnetotérmico normalizado se cumple siempre la segunda condición, por lo que sólo se debe verificar la primera condición:

$$I_2 = 1.45 \times I_N \quad 2.29$$

En la protección por fusible tipo gG deben verificarse las dos condiciones, ya que:

$$I_2 = 1.6 \times I_N \quad 2.30$$

El cálculo de protecciones se realizará dividiendo la instalación en dos grupos, uno de corriente continua y otro de corriente alterna, cada grupo será a su vez dividido en los diferentes tramos de cableado que forma la instalación.

2.4.5.1 Protecciones de corriente continua

La interrupción de corrientes presenta mayores problemas con redes en corriente continua que en corriente alterna. En la corriente alterna existe un paso natural de la corriente por el cero en cada semiperiodo, al cual corresponde un apagado espontáneo del arco que se forma cuando se abre el circuito. En la corriente continua, esto no sucede y, para extinguir el arco, es preciso que la corriente disminuya hasta anularse. Es necesario que la interrupción se realice gradualmente, sin bruscas anulaciones de la corriente que darían lugar a elevadas sobretensiones.

El esquema unifilar de la instalación, muestra que los tramos pertenecientes a la parte de potencia continua son tres, que se encuentran entre los paneles solares fotovoltaicos y la entrada al inversor.

Protecciones entre los módulos fotovoltaicos y el cuadro de corriente continua de cada subcampo

Este tramo estará protegido contra sobreintensidades mediante fusibles en cada uno de los ramales de los módulos del generador fotovoltaico, de forma que provocan la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación. Cada ramal poseerá dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 6 mm², por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = I_{MMP} = 5,49 \text{ A}$$

$$I_Z = 57,6 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, de acuerdo con la ecuación 2.27, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \rightarrow 5,49 \text{ A} \leq I_N \leq 57,6 \text{ A} \rightarrow I_N = 10 \text{ A}$$

A continuación, se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta, o por el contrario debe buscarse uno de mayor valor que cumpla la ecuación 2.28.

De la ecuación 2.30 se tiene:

$$I_2 = 1,6 \times I_N = 1,6 \times 10 = 16 \text{ A}$$

Y con la ecuación 2.28 se obtiene un valor de corriente:

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z \rightarrow 16 \text{ A} \leq 1,45 \times 57,6 = 83,52 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de 10 A en cada asociación serie de módulos. En el ANEXO VII., se pueden ver las características de este componente.

Protecciones entre el cuadro de corriente continua de cada subcampo y el cuadro de corriente continua general

Este tramo estará protegido por tres elementos:

-Descargador

Las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por ocupar extensas superficies, con lo cual, están expuestas a las descargas atmosféricas y las consiguientes sobretensiones transitorias. Las consecuencias de estas sobretensiones son la reducción del rendimiento y la vida de la instalación. El uso de protecciones contra sobretensiones garantiza la optimización del rendimiento de la instalación.

Los protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica.

Las protecciones contra sobretensiones de tipo atmosférico pueden ser de dos clases:

-CLASE I: los protectores contra sobretensiones de Clase I están destinados a ser instalados en las extremidades de las líneas exteriores de una instalación fotovoltaica para protegerla contra impactos directos de rayos.

-CLASE II: las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas que se producen a una determinada distancia de la instalación fotovoltaica e inducen una sobretensión.

Debido a la cercanía del punto de conexión, la compañía distribuidora tendrá debidamente protegido este punto por lo cual se utilizará el de Clase II, para la elección contra sobretensiones a utilizar en la instalación, se tendrá en cuenta la tensión máxima de funcionamiento que puede producirse en el generador fotovoltaico para escoger un descargador que soporte dicha tensión. Esta tensión máxima, aparece cuando los módulos trabajan a circuito abierto, que es la máxima tensión, y es de 776 V, por lo tanto, se elegirá un descargador con una tensión de régimen permanente superior a este valor.

Se ha elegido el descargador SOLARTEC PST31PV de tensión en régimen permanente máxima de 1.000 V_{CC}. En el ANEXO VII., se pueden ver las características técnicas del descargador.

-Interruptor-seccionador

Los interruptores de continua que se instalarán en este tramo de la instalación, tendrán la función de aislar zonas del generador para labores de mantenimiento de los módulos solares como limpieza y reparación de incidencias.

Se colocarán 40 interruptores de este tipo, uno por cada subcampo del generador fotovoltaico y al abrirlos, proporcionarán un aislamiento eficaz de los ramales pertenecientes al subcampo del interruptor correspondiente.

Para la elección de los interruptores-seccionadores se tendrán en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben ser capaces de interrumpir al abrirse. Para esta instalación dichos parámetros vendrán dados por la corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada panel multiplicado por el número de asociaciones serie que conecta el interruptor-seccionador y la tensión máxima de servicio será la tensión máxima que puede darse en la instalación, es decir, bajo condiciones de circuito abierto, 776V.

$$I_{SC} = 2 \times 5,87 = 11,74 A$$

Dependiendo de la tensión de servicio a la cual va a trabajar el interruptor, se utilizará un número de polos determinado, es decir, cuanto mayor sea la tensión de servicio de la instalación, se deberán aumentar el número de interrupciones de corriente y, por consiguiente, el número de polos conectados en serie.

Para este circuito se ha escogido un interruptor-seccionador de la marca Telemecanique modelo VCFN32GE cuya máxima tensión de servicio es de 1.100 V y capaz de interrumpir una corriente de 25 A. En el ANEXO VII., se pueden ver las características técnicas del interruptor-seccionador elegido.

- Fusible

Además de un descargador de sobretensiones y un interruptor-seccionador, en cada línea de este tramo de corriente continua donde se instalarán una serie de fusibles para la protección contra sobreintensidades con el fin de evitar que se sobrepasen valores de corrientes superiores a las admisibles por los conductores y equipos de la instalación.

Al igual que en el tramo anterior, se colocarán dos fusibles por cada tramo, uno para cada uno de los conductores de polaridad positiva y otro para cada uno de los conductores de polaridad negativa.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 50 mm², por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = 8 \times I_{MPP \text{ MÓDULO}} = 43,92 \text{ A}$$

2.32

$$I_Z = I_{\text{máx admisible}} = 92 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, de acuerdo con la ecuación 2.27, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \rightarrow 43,92 \text{ A} \leq I_N \leq 92 \text{ A} \rightarrow I_N = 50 \text{ A}$$

A continuación, se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta, o por el contrario debe buscarse uno de mayor valor que cumpla la ecuación 2.28.

De la ecuación 2.30, se tiene:

$$I_2 = 1,6 \times I_N = 1,6 \times 50 = 80 \text{ A}$$

Y cumpliendo con la ecuación 2.28:

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z \rightarrow 80 \text{ A} \leq 1,45 \times 92 = 133,4 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de 50 A en cada línea del tramo entre el cuadro de corriente continua de cada subcampo y el cuadro de corriente continua general.

El generador fotovoltaico está dividido en 40 subcampos, cada uno tendrá su propia caja de conexión de grupo en la cual se instalarán los fusibles de 10 A encargados de proteger el tramo de los módulos al cuadro de cada subcampo, y también el fusible de 50 A encargado de proteger el segundo tramo.

A cada una de las cajas de conexión de grupo llegan 16 conductores de 6 mm², 8 de polaridad positiva y 8 polaridad negativa, en cada conductor se encuentra conectado un fusible de 10A. Tras los fusibles se produce la interconexión de los conductores de 6 mm² pasando a dos únicos conductores de 50 mm² a la salida de cada una

de los cuadros de conexión del subcampo y se instalan un descargador, el mencionado anteriormente, el interruptor-seccionador y un fusible de 50 A en cada conductor.

Se utilizarán armarios marca FAMATEL de dimensiones 700x500x160mm y grado de protección IP-30 con entrada para canalizaciones, para superficie o empotrable y cierre con llave para realizar las maniobras oportunas.

Protecciones entre el cuadro general de corriente continua y el inversor

Este último tramo de corriente continua conecta el cuadro general de corriente continua con el inversor de la instalación, constará de dos agrupaciones de dos conductores en contacto, dos de polaridad positiva y dos de polaridad negativa.

Este tramo constará de los siguientes elementos de protección:

-Controlador permanente de aislamiento

Los controladores permanentes de aislamiento son protecciones que se utilizan en circuitos de corriente continua para detectar posibles faltas de aislamiento de los dos conductores (positivo y negativo) contra tierra.

El controlador permanente de aislamiento está formado por dos dispositivos, un vigilante de aislamiento y un interruptor de continua.

-Vigilante de aislamiento

El vigilante de aislamiento realiza una medición continua del aislamiento existente entre el conductor de polaridad positiva y el conductor de polaridad negativa, es decir, mide la resistencia existente entre ambos conductores y cuando esta es inferior a un valor determinado, manda una señal al interruptor de corriente continua.

La máxima tensión de funcionamiento que se producirá en el circuito será cuando la temperatura ambiente sea la mínima y en condiciones de circuito abierto, 776 Vcc, por tanto, el vigilante de aislamiento elegido para la instalación es el modelo FAC800 de la marca PROAT cuyo margen de tensión oscila entre 500 a 800 Vcc. En el ANEXO VII., se pueden ver las características técnicas del vigilante de aislamiento elegido.

-Interruptor de corriente continua

El interruptor de corriente continua abre el circuito cuando recibe la orden del vigilante de aislamiento desconectando el inversor y drenando la sobrecarga hacia la tierra de la instalación, de esta manera pueden prevenirse riesgos de electrocución del personal encargado de la instalación.

El interruptor de corriente continua escogido para el controlador permanente de aislamiento es de la marca PROAT modelo INFAC. En el ANEXO VII., se pueden ver las características del interruptor de corriente continua.

-Magnetotérmico

Estos dispositivos son aparatos modulares con distinto número de polos: unipolares, bipolares, tripolares y tetrapolares. Tienen incorporados un disipador térmico y otro magnético, actuando sobre un dispositivo de corte, la lámina bimetálica y el electroimán. Normalmente no admiten disipadores indirectos. Se fabrican con diversos sistemas de montaje, para colocación en cuadro, para montaje saliente, etc. La maniobra se realiza con corte al aire. Para sobreintensidades pequeñas y prolongadas actúa la protección térmica y para sobreintensidades elevadas actúa la protección magnética.

Como se mencionó, según la norma ITC-BT-22, todo magnetotérmico y fusible debe cumplir las ecuaciones 2.27 y 2.28.

En la protección por magnetotérmico normalizado se cumple siempre la ecuación 2.28, por lo cual, sólo se debe verificar la 2.27.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 630 mm^2 , por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado del magnetotérmico serán:

$$I_B = 40 \times I_{MPP \text{ MÓDULO}} = 219,6 \text{ A}$$

2.33

$$I_Z = I_{\text{máx admisible}} = 566,4 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la ecuación 2.27., como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \rightarrow 219,6 \text{ A} \leq I_N \leq 566,4 \text{ A} \rightarrow I_N = 250 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizará un magnetotérmico de 250 A entre el cuadro general de corriente continua y el inversor.

Se ha optado por un interruptor marca LG modelo ABS-403a con una intensidad nominal de 250 A. En el ANEXO VII., se pueden ver las características técnicas del modelo escogido.

2.4.5.2 Protecciones de corriente alterna

Las protecciones de corriente alterna estarán ubicadas aguas abajo del inversor, para la protección de los circuitos y conexión a red de la instalación una vez sea convertida la corriente continua proveniente de los módulos solares a corriente alterna para la inyección a la red.

El sistema de protecciones de este último tramo deberá acogerse a la normativa vigente sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de media tensión del R.D.1663/2000 y además tener en cuenta los requisitos de conexión de la empresa propietaria de la distribución de energía eléctrica en el punto de conexión a red de la instalación fotovoltaica, en este caso, Iberdrola Distribuciones Eléctricas.

Las protecciones que la compañía exige se exponen en el Apartado 3. del presente proyecto, ahora bien, según la normativa, el equipo inversor utilizado en la instalación puede incorporar alguna de estas protecciones, si es así, según el R.D. 1663/2000, sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones general manual e interruptor automático diferencial.

En el ANEXO I., se enumeran los distintos relés de los que debe constar la parte de corriente alterna de la instalación, aparte de estas, son necesarias otras que se definen a continuación.

-Protecciones contra sobreintensidades y sobretensiones, la instalación dispondrá de elementos de este tipo.

Los defectos que se pudiesen presentar en los conductores, ya sea por sobrecarga, ya sea por cortocircuito, se protegerán mediante interruptores automáticos magnetotérmicos omnipolares de calibre adecuado a la intensidad máxima admisible del conductor.

El poder de corte de los interruptores automáticos estará dimensionado de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en la instalación.

La instalación dispondrá de las siguientes protecciones:

-Caja general de protecciones de intemperie (trifásico + neutro)

Contendrá los fusibles indicados por la compañía Iberdrola Distribuciones Eléctricas. Esta unidad será precintable y accesible a la compañía distribuidora.

- Interruptor general manual

Será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.

Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual, estará situado en el interior de la caja.

La apertura de este interruptor provocará de inmediato la parada del sistema fotovoltaico a través del propio inversor, quedándose la instalación en “stand-by” a la espera de que vuelva a conectarse.

Las características del interruptor, estarán de acuerdo con los informes unificados de las Compañías Eléctricas.

Esta unidad será precintable.

Para la elección del interruptor magnetotérmico se utilizarán las ecuaciones 2.27 y 2.28.

Como se indicó en el apartado de las protecciones de continua, los interruptores magnetotérmicos siempre cumplen la segunda condición, ya que la intensidad convencional de disparo de los interruptores magnetotérmicos siempre cumple la igualdad de dicha expresión, por tanto, únicamente se utilizará la primera condición para dimensionar el magnetotérmico adecuado.

Para el cálculo de la intensidad nominal del interruptor a utilizar en este tramo, es necesario calcular la corriente máxima admisible por los conductores y la corriente normal de empleo que se producirá en este tramo.

La sección de los conductores de este tramo es de 630 mm², por tanto, la corriente máxima admisible por los conductores es:

$$I_Z = I_{\text{máx admisible}} = 566,4 \text{ A}$$

El valor de la intensidad normal de funcionamiento que circulará por el tramo vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de 1.074kW y la tensión a la cual se realizará la conexión, 24 kV, teniendo en cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V_L \times \cos \varphi} = \frac{1.074.000}{\sqrt{3} \times 24.000 \times 1} = 25,84 \text{ A}$$

2.34

El valor de la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico que se utilizará de acuerdo con la ecuación 2.27 es:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \rightarrow 25,84 \text{ A} \leq I_N \leq 566,4 \text{ A} \rightarrow I_N = 63 \text{ A}$$

El interruptor magnetotérmico tendrá una intensidad nominal de 63 A, y estará entre el inversor y el punto de conexión a la red.

Se ha elegido un interruptor magnetotérmico tetrapolar para tensiones de 400 V marca LEGRAND modelo DX-MA industrial de 63 A y poder de corte 25 kA. En el ANEXO VII., se pueden ver las características técnicas del magnetotérmico elegido.

-Protección diferencial

Su principal función es la protección frente a contactos directos e indirectos, aunque también actúa como límite de las tensiones de contacto en las partes metálicas en caso de falta de aislamiento en los conductores activos, opera principalmente midiendo la corriente que circula por los conductores.

Según la norma ITC-BT-25 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, los interruptores diferenciales deben poseer una intensidad diferencial-residual máxima de 30mA para aplicaciones domésticas y 300mA para otras aplicaciones e intensidad asignada que la del interruptor general.

En la instalación proyectada, se ha elegido la incorporación de un transformador toroidal de 300 mA marca LEGRAND modelo DX adaptable, que estará conectado a la bobina de desconexión con que estará dotado el interruptor mencionado anteriormente.

La instalación además contará con las protecciones específicas de una instalación fotovoltaica como son:

-Interruptor automático de interconexión

Su función es realizar la conexión-desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red. Incorpora relé de enclavamiento accionado por variaciones de tensión y frecuencia. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.

De acuerdo con el R.D.1663/2000 el inversor dispone de un contactor de rearme automático, cuyo estado (on/off) está señalizado en el frontal del equipo, para realizar las maniobras automáticas de desconexión-conexión. Estas se efectúan una vez transcurridos tres minutos de la recuperación de las condiciones de red.

Existe la actuación manual de este dispositivo.

Igualmente, el software de control de las protecciones es totalmente inaccesible al usuario.

-Aislamiento galvánico

La instalación está dotada con una separación galvánica entre el campo fotovoltaico y la red de distribución por medio de un transformador de aislamiento que incorpora el propio inversor. De esta forma, se garantiza la separación física de los circuitos de corriente continua y alterna.

-Funcionamiento en isla: se garantiza que la instalación no va a funcionar en isla gracias al interruptor automático de interconexión que incorpora el inversor y que mide dicho funcionamiento al desconectar la instalación fotovoltaica de la red cuando las condiciones de tensión y/o frecuencia de la misma no estén dentro de los parámetros reglamentados.

-Caja general de medida y protección

Según el R.D.1663/2000 este armario se colocará en la calle, con el fin de que la compañía distribuidora tenga pleno acceso a él.

En este armario, se sitúan los equipos de medida de producción para venta a la compañía y para el propio consumo de la instalación. En este armario se encuentran los elementos de protección y medida descritos en el ANEXO I del presente proyecto.

2.5. Cálculo de conductores

2.5.1. Dimensionado de los conductores

La instalación fotovoltaica a proyectar se divide en varios tramos de conexión entre los diferentes componentes que la forman. Dichos tramos de cableado poseerán distinta sección ya que la carga que llevará cada uno será distinta, y además habrá una diferenciación en cuanto al tipo de corriente que lleven, ya sea continua o alterna. En el PLANO 3 del apartado PLANOS, se pueden ver las diferentes zonas de cableado con las secciones correspondientes a los cálculos que a continuación se hacen.

El dimensionado de los conductores debe cumplir con los criterios del Pliego de Condiciones Técnicas IDAE, y asegurar los criterios que se han definido en el apartado anterior.

2.5.1.1 Conductores de corriente continua

Para el cálculo de los conductores de CC se usará la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \times L \times I}{\sigma \times (V_A - V_B)} \quad [8]$$

2.35

Donde:

P, es la potencia de la instalación.

V, es la tensión nominal (V).

I y/o I_N, es la intensidad nominal (A).

I_{ADM}, es la intensidad admisible por el conductor.

L, es la longitud del cable (m).

ΔV y/o V_A-V_B, es la caída máxima de tensión (V).

σ, es la conductividad (m/Ωxmm²).

(σ =44 m/Ωxmm² para el Cu a 90° si el aislamiento es polietileno reticulado XLPE o etileno propileno EPR).

(σ =48 m/Ωxmm² para el Cu a 70° si el aislamiento es policloruro de vinilo PVC) [9].

2.5.1.1.1 Líneas entre subcampos y armarios de corriente continua correspondientes

Al tratarse de conductores de corriente continua se utilizará la ecuación 2.35:

$$S = \frac{2 \times L \times I}{C \times (V_A - V_B)}$$

L=95 m, que corresponde a la mayor distancia que existe entre el armario de CC y la agrupación del subcampo más alejada.

I=ICC del módulo=5,87 A



V_A-V_B=1,5% de la tensión del punto de máxima potencia 37,5 Vx16 módulos serie =600V →9V

Con lo cual con la ecuación 2.35 queda:

$$S = \frac{2 \times 95 \times 5.87}{44 \times 9} = 2,82 \text{ mm}^2$$

Una vez hallada esta sección se procede a la elección de la sección del conductor, según la definición del REBT en la norma ITC-BT-07. Para ello se elegirá la sección inmediatamente superior a la obtenida, en este caso 6 mm².

Tabla 2.16. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente) [10]

SECCIÓN NOMINAL mm²	Terna de cables unipolares (1)(2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	325	325	290	310	305	265
120	380	372	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

En la tabla se puede observar que la intensidad es de 72 A, la cual, es mayor que la corriente de cortocircuito, 5,87 A.

La sección de estos conductores está calculada para que no se produzcan caídas de tensión superiores al 1% en la parte de corriente continua y al 2% en la parte de alterna.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados debidamente protegidos hasta los interruptores de corte.

Las líneas serán subterráneas, irán bajo tubo de PVC en zanja de 0,7 metros de profundidad, y como protección individual en la cabecera, se preverá un interruptor automático.

Una vez mencionado esto se deberán de aplicar una serie de factores, como son de temperatura, profundidad, etc.

Factor de corrección para la temperatura

Tomando del REBT la norma ITC-BT-07, se tiene la siguiente tabla de factores de corrección para temperaturas de terreno distintas a 40°, en el caso de el presente proyecto se supondrá una temperatura de 25°C.

Tabla 2.17. Factor de corrección F, para temperatura del terreno distinto de 25°C [10]

Temperatura de servicio θ_s (°C)	Temperatura del terreno, θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Se puede ver en la tabla anterior que no es necesario aplicar ninguna ecuación para este factor al ser 1, por lo cual la intensidad máxima admisible del conductor no se verá afectada.

Factor de corrección de profundidad

Tomando del REBT en la norma ITC-BT-07, se tiene la tabla de factores de corrección para profundidad de la zanja que se muestra a continuación.

Tabla 2.18. Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación [10]

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,90	0,98	0,97	0,95

Se puede ver en la tabla anterior que no es necesario aplicar ninguna ecuación para este factor al ser 1, por lo cual la intensidad máxima admisible del conductor no se verá afectada.

Factor de corrección para la resistividad del terreno

Tomando del REBT en la norma ITC-BT-07, se tiene la tabla de factores de corrección para las distintas resistividades del terreno que se muestra a continuación.

Tabla 2.19. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1k.m/W [10]

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Suponiendo la resistividad del terreno en donde se encuentra la instalación de 1Km/W, no será necesario aplicar un factor de corrección.

Factor de corrección para cables bajo tubo

Según indica el REBT en la norma ITC-BT-07, se aplicará un factor de corrección 0.8 para instalaciones con conductores bajo tubo, así se tendrá: $0,8 \times 72 = 57,6 \text{ A}$. Con la aplicación de este factor, se puede observar que sigue siendo válida la sección escogida de 6mm^2 .

Resumen de los conductores de CC entre subcampos y armarios correspondientes

Con esto, se muestra la tabla resumen de los conductores de CC, los cuales unen la agrupación de módulos con el armario de CC correspondiente.

Tabla 2.20. Resumen del conductor subcampo-armario CC correspondiente

CONDUCTORES DE CORRIENTE CONTINUA ENTRE SUBCAMPOS Y ARMARIOS DE CC CORRESPONDIENTES
Denominación técnica: RVK-0.6-1kV sección 6mm², bajo tubo en zanja de 0,7m de profundidad. No propagador de llama según UNE 20.432-1 (IEC-332-1) Conductor de cobre: Clase 5 Aislamiento: XLPE (polietileno reticulado) Cubierta: PVC Temperatura Máxima: 90°C Longitud: 3730 m Construcción según UNE 21.123 Utilización según REBT norma ITC-BT-07

2.5.1.1.2 Líneas entre armarios de cada subcampo y armario de corriente continua general

Al tratarse de conductores de corriente continua se utilizará la ecuación 2.35.

$$S = \frac{2 \times L \times I}{C \times (V_A - V_B)}$$

L=172 m, que corresponde a la distancia que existente entre el armario CC del subcampo más alejado y armario de CC general.

I=I_{CC} del módulo=5,87 A, como en cada subcampo se tienen 8 grupos de 16 módulos en serie, entonces I=5,87x8=46,96 A.



V_A-V_B=1,5% de la tensión del punto de máxima potencia 37,5 Vx16módulos serie=600V →9V

De manera que aplicando la ecuación 2.35, queda:

$$S = \frac{2 \times 172 \times 46,96}{44 \times 9} = 40,8 \text{ mm}^2$$

Una vez hallada esta sección se procede a la elección de la sección del conductor, según la definición del REBT en la norma ITC-BT-07. Para ello se elegirá la sección inmediatamente superior a la obtenida, en este caso 50mm².

Tabla 2.21. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente) [10]

SECCIÓN NOMINAL mm²	Terna de cables unipolares (1)(2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	325	325	290	310	305	265
120	380	372	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

En la tabla se puede observar que la intensidad es de 230 A, la cual, es mayor que la corriente de cortocircuito, 46,96 A.

En cuanto a los factores de corrección los de temperatura, profundidad y resistividad del terreno son los mismos. Ahora se deberán tener en cuenta los factores de enterrado bajo tubo y el de agrupación de cables en la zanja.

Factor de corrección para cables bajo tubo

Según indica el REBT en la norma ITC-BT-07, se aplicará un factor de corrección 0.8 para instalaciones con conductores bajo tubo, así se tendrá: $0,8 \times 230 = 184 \text{ A}$. Con la aplicación de este factor, se puede observar que sigue siendo válida la sección escogida de 50mm^2 .

Factor de corrección para agrupaciones de cables enterrados

Tomando del REBT en la norma ITC-BT-07, se tiene la tabla de factores de corrección para las distintas agrupaciones de cables y diferentes separaciones, en el caso que se presenta, se elegirán agrupaciones de 10 conductores para que de esta manera haya un número par de agrupaciones, y estos se encontrarán en contacto. A continuación se muestra la tabla que hace referencia a lo dicho anteriormente.

Tabla 2.22. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos [10]

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternos	Número de cables o ternos de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Según esta norma, se aplicará un factor de corrección 0,5 para instalaciones con conductores dispuestos de la manera elegida, así se tendrá: $0,5 \times 184 = 92 \text{ A}$. Con la aplicación de este factor, se puede observar que sigue siendo válida la sección escogida de 50mm^2 .

Resumen de los conductores de CC entre armarios de los subcampos y armario general de corriente continua

Con estos datos anteriores, se muestra la tabla resumen de los conductores de CC, los cuales unen los armarios de cada subcampo con el armario general de CC.

Tabla 2.23. Resumen conductor armario CC de los subcampos-armario general de CC

CONDUCTORES DE CORRIENTE CONTINUA ENTRE ARMARIOS DE LOS SUBCAMPOS Y ARMARIO GENERAL DE CC
Denominación técnica: RVK-0.6-1kV sección 50mm², bajo tubo en zanja de 0,7m de profundidad y en agrupaciones de diez conductores en contacto. No propagador de llama según UNE 20.432-1 (IEC-332-1) Conductor de cobre: Clase 5 Aislamiento: XLPE (polietileno reticulado) Cubierta: PVC Temperatura Máxima: 90°C Longitud: 591 m Construcción según UNE 21.123 Utilización según REBT norma ITC-BT-07

2.5.1.1.3 Línea entre armario de corriente continua general y el inversor

Al tratarse de conductores de corriente continua se utilizará la ecuación 2.35.

$$S = \frac{2 \times L \times I}{C \times (V_A - V_B)}$$

L=12,5 m, que corresponde a la mayor distancia que existe entre el armario de CC general y el inversor.

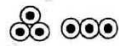

I=ICC del módulo=5,87 A, como hay un total de 320 ramas en paralelo, entonces I=5,87x320=1.878,4 A.

VA-VB=1,5% de la tensión del punto de máxima potencia 37,5 V x 16 módulos serie =600V →9V

$$S = \frac{2 \times 12,5 \times 1.878,4}{44 \times 9} = 118,59 \text{ mm}^2$$

Una vez hallada esta sección se procede a la elección de la sección del conductor, según la definición del REBT en la norma ITC-BT-07. Para ello se elegirá la sección inmediatamente superior a la obtenida, en este caso 120mm².

Tabla 2.24. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente) [10]

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1)(2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	325	325	290	310	305	265
120	380	372	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

En la tabla se puede observar que la intensidad máxima admisible para esta sección es de 380A, la cual, es mucho menor que la corriente de cortocircuito, 1.878,4 A. Para solucionar este problema, se deberá elegir la sección que soporte una corriente de al menos 1.878,4 A, al no encontrar ninguno en la tabla, la solución es disponer de varios conductores dividiendo así la intensidad que circula por los conductores. En primer lugar se intentará disponer de dos conductores, para procurar tener la instalación más rentable posible que cumpla los requisitos, de esta manera cada uno de los dos conductores podría transmitir 939,2 A ($1.878,4/2=939,2$ A), y esta intensidad tampoco se corresponde con ninguna de las ilustradas en la tabla. Ahora se verá la posibilidad de colocar tres conductores, para ello cada uno podría llevar 626,14 A ($1.878,4/3=626,133$ A), esta intensidad admisible se puede ver que si se comprende en la tabla y se escogerá la inmediatamente superior que es de 705 A y corresponde a una sección de 400mm². Aun así y previendo la aplicación de factores correspondientes se optará por la elección de cuatro conductores, por lo que cada uno podrá transmitir hasta 469,6 A ($1.878,4/4=469,6$ A).

De la misma manera que se ha previsto que con tres conductores, estos iban a ser insuficientes se ha elegido la mayor sección posible, siendo esta 630mm².

Tabla 2.25. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente) [10]

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1)(2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	325	325	290	310	305	265
120	380	372	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

En este caso, los conductores irán enterrados bajo tubo en zanja de 0,7 m. de profundidad, además, se encontraran en contacto dispuestos en pareja.

A continuación se verá si finalmente es posible esta sección aplicando los correspondientes factores.

Factor de corrección para cables bajo tubo

Según indica el REBT en la norma ITC-BT-07, se aplicará un factor de corrección 0,8 para instalaciones con conductores bajo tubo, así se tendrá: $0,8 \times 885 = 708$ A. Con la aplicación de este factor, se puede observar que es válida la sección escogida.

Factor de corrección para agrupaciones de cables enterrados

Tomando del REBT en la norma ITC-BT-07, se tiene la tabla de factores de corrección para las distintas agrupaciones de cables y a diferentes separaciones, en el caso que se presenta, se elegirán dos agrupaciones de dos conductores. A continuación se muestra la tabla que hace referencia a lo dicho anteriormente.

Tabla 2.26. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternos de cables unipolares [10]

Separación entre los cables o ternos	Factor de corrección							
	Número de cables o ternos de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Según esta norma, se aplicará un factor de corrección 0,8 para instalaciones con conductores dispuestos de la manera elegida, así se tendrá: $0,8 \times 708 = 566,4$ A. Con la aplicación de este factor, se puede observar que es válida la sección escogida de 630mm^2 , además se ha sobredimensionado levemente estos conductores debido a su gran importancia, con el fin de asegurar la disponibilidad y seguridad de la instalación.

Resumen de los conductores de CC entre armario general de CC y el inversor

Con estos datos anteriores, se muestra la tabla resumen de los conductores de CC, los cuales unen el armario general de CC y el inversor.

Tabla 2.27. Resumen conductor armario general CC-Inversor

CONDUCTORES DE CORRIENTE CONTINUA ENTRE ARMARIO GENERAL DE CC Y EL INVERSOR
<p>Denominación técnica: RVK-0.6-1kV sección 630mm^2, bajo tubo en zanja de 0,7m de profundidad y en agrupaciones de dos conductores en contacto.</p> <p>No propagador de llama según UNE 20.432-1 (IEC-332-1)</p> <p>Conductor de cobre: Clase 5</p> <p>Aislamiento: XLPE (polietileno reticulado)</p> <p>Cubierta: PVC</p> <p>Temperatura Máxima: 90°C</p> <p>Longitud: 12,5 m</p> <p>Construcción según UNE 21.123</p> <p>Utilización según REBT norma ITC-BT-07</p>

2.5.1.2 Conductores de corriente alterna

La instalación comprenderá la línea trifásica de salida del inversor hasta el cuadro general de baja tensión del centro de transformación, además de la línea trifásica que parte del cuadro de baja tensión a los bornes del transformador.

Para el cálculo de conductores de CA se usará la ecuación:

$$S = \frac{L \times I \times \cos \varphi}{\sigma \times (V_A - V_B)} \quad [8]$$

2.36

Donde:

I_N y/o I , es la intensidad nominal (A).

P , es la potencia de la instalación.

V , es la tensión nominal (V).

L , es la longitud del conductor (m).

ΔV y/o $V_A - V_B$, es la caída máxima de tensión (V).

σ , es la conductividad ($m/\Omega \times mm^2$).

2.5.1.2.1 Línea entre el inversor y el centro de transformación (BT)

Al tratarse de conductores en corriente alterna se utilizará la ecuación 2.36.

$$S = \frac{L \times I \times \cos \varphi}{\sigma \times (V_A - V_B)}$$

$L=80$ metros, que corresponde a la longitud que existe entre el inversor y la situación del centro de transformación.

$I=I_{\text{nominal del inversor}}=1.548 \text{ A}$.

$V_A - V_B = 2\%$ de la tensión nominal de red $400 \text{ Vac} \Rightarrow 8 \text{ V}$



$\cos \varphi = 1$

Con la aplicación de la ecuación 2.36, se obtiene una sección de:

$$S = \frac{80 \times 1.548 \times 1}{44 \times 8} = 351,82 \text{ mm}^2$$

Una vez hallada esta sección se procede a la elección de la sección del conductor, según la definición del REBT en la norma ITC-BT-07. Para ello se elegirá la sección inmediatamente superior a la obtenida, en este caso 400 mm^2 .

Tabla 2.28. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente) [10]

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1)(2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	325	325	290	310	305	265
120	380	372	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	630	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

En la tabla se puede observar que la intensidad máxima admisible para esta sección es de 705A, la cual, es mucho menor que la corriente nominal del inversor, 1.548 A. Para solucionar este problema, se deberá elegir la sección que soporte una corriente de al menos 1.548 A, al no encontrar ninguno en la tabla, la solución es disponer de varios conductores dividiendo así la intensidad que circula por los conductores. En primer lugar se intentará disponer de dos conductores, para procurar tener la instalación más rentable posible que cumpla los requisitos, de esta manera cada uno de los dos conductores podría transmitir 774 A ($1.548/2=774$ A), esta intensidad se puede observar en la tabla, pero se puede prever que no será suficiente, por lo que se optará por disponer de tres conductores. De esta manera, la intensidad que, como mínimo, deberá soportar cada uno es de 516 A ($1.548/3=516$ A), esta intensidad admisible se puede ver que si está comprendida en la tabla y se escogerá la inmediatamente superior que es de 550 A y corresponde a una sección de 240 mm². Aun así y previendo la aplicación de factores correspondientes se optará por la elección de un conductor de mayor sección, en este caso se escogerá el de 630 mm².

A continuación, se le aplicarán los correspondientes factores de corrección y se verá, como efectivamente se ha elegido bien la sección de los conductores.

En cuanto a los factores de corrección los de temperatura, profundidad y resistividad del terreno son los mismos. Ahora se deberán tener en cuenta los factores de enterrado bajo tubo y el de agrupación de cables en la zanja.

Factor de corrección para cables bajo tubo

Según indica el REBT en la norma ITC-BT-07, se aplicará un factor de corrección 0,8 para instalaciones con conductores bajo tubo, así se tendrá: $0,8 \times 885 = 708$ A. Con la aplicación de este factor, se puede observar que es válida la sección escogida.

Factor de corrección para agrupaciones de cables enterrados

Tomando del REBT en la norma ITC-BT-07, se tiene la tabla de factores de corrección para las distintas agrupaciones de cables y a diferentes separaciones, en el caso que se presenta, se elegirá una agrupación de tres conductores separados 0,25 m. A continuación se muestra la tabla que hace referencia a lo dicho anteriormente.

Tabla 2.29. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternos de cables unipolares [10]

Separación entre los cables o ternos	Factor de corrección							
	Número de cables o ternos de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Según esta norma, se aplicará un factor de corrección 0,8 para instalaciones con conductores dispuestos de la manera elegida, así se tendrá: $0,8 \times 708 = 566,4 \text{ A}$. Con la aplicación de este factor, se puede observar que es válida la sección escogida de 630mm^2 .

Resumen de los conductores de CA entre el inversor y el centro de transformación (BT)

Con estos datos anteriores, se muestra la tabla resumen de los conductores de CA, los cuales unen el inversor y el centro de transformación.

Tabla 2.30. Resumen conductor Inversor-Centro de Transformación (BT)

CONDUCTORES DE CORRIENTE ALTERNA ENTRE EL INVERSOR Y LA PARTE DE BAJA TENSIÓN DEL CENTRO TRANSFORMADOR
Denominación técnica: RZK-0.6-1kV sección 630mm^2, bajo tubo en zanja de 0,7m de profundidad y en agrupaciones de tres conductores separados 0.25m. No propagador de llama según UNE 20.432-1 (IEC-332-1) Conductor de cobre: Clase 5 Aislamiento: XLPE (polietileno reticulado) Cubierta: PVC Temperatura Máxima: 90°C Longitud: 80 m Construcción según UNE 21.123 Utilización según REBT norma ITC-BT-07

2.5.1.2.2 Línea entre el centro de transformación (MT) y el PCC de la compañía distribuidora

Se efectuará teniendo en cuenta el reglamento de AT en vigor, ya que el cálculo de conductores de dicho nivel de tensión se encuentra recogido en el Reglamento Electrotécnico de Alta Tensión.

En este caso la determinación o verificación de la sección reglamentaria de un cable, consiste en calcular o comprobar la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

Caída de tensión

A partir de los datos de la línea, una vez elegido el tipo de conductor y fijada la caída de tensión máxima admisible en la citada línea, se realizará el cálculo de la sección de los conductores por caída de tensión.

Si la sección calculada no está normalizada, se elegirá siempre la sección inmediata superior de acuerdo con las tablas de secciones comerciales para cada tipo de línea (aérea o subterránea, con conductores desnudos o aislados).

Por capacidad térmica (calentamiento del conductor)

En el caso de haber calculado la sección del conductor se comprobará que es adecuado por densidad de corriente o por intensidad máxima admisible.

En este sentido, para cada sección normalizada de un tipo de conductor y sistema de instalación determinado existe un valor máximo de intensidad admisible, estos valores se encuentran tabulados en la norma UNE correspondiente aunque algunos de ellos también se recogen en las instrucciones técnicas del REBT (ITC-BT-06, 07, 14, 15 y 19), así como en las guías técnicas de aplicación correspondiente.

En caso contrario, se aumentará la sección hasta cumplir con las exigencias sobre capacidad térmica.

Por intensidad de cortocircuito

Esta condición, es determinante en instalaciones de alta y media tensión, pero no lo es en instalaciones de baja tensión ya que por una parte las protecciones de sobreintensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves, y además las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito.

Se fundamenta en que la temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable.

En cables de gran longitud predomina el factor caída de tensión, en longitudes cortas predomina generalmente el factor densidad de corriente o intensidad máxima admisible.

Las intensidades admisibles de cortocircuito se determinan para las siguientes condiciones:

Entre fases

-Suponiendo los cables inicialmente a una temperatura de 90°C y que al final la temperatura máxima en cortocircuito $t < 5$ segundos, de los conductores no sobrepase los 250°C.

-Considerando que el calentamiento es adiabático.

-Calculándose en función de la duración del cortocircuito.

Entre fases y tierra

-Suponiendo que la pantalla está constituida por un fleje de cobre de 0,1 mm de espesor enrollado en hélice.

Las intensidades máximas de cortocircuito admisibles en los conductores, pueden calcularse de acuerdo con la Norma UNE 21192, aunque por su sencillez, es válido el cálculo aproximado de las densidades de corriente que se indica a continuación.

Estas densidades de corriente se calculan a partir de las temperaturas especificadas en la tabla que se muestra a continuación:

Tabla 2.31. Cables aislados con aislamiento seco Temperatura máxima, en °C, asignada al conductor [10]

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito θ_{cc} ($t \leq 5s$)
Policloruro de vinilo (PVC)*		
$S \leq 300 \text{ mm}^2$	70	160
$S > 300 \text{ mm}^2$	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250
Etileno Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_o/U \leq 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_o/U > 18/30 \text{ kV}$	250

Considerando como temperatura inicial θ_i , la máxima asignada al conductor para servicio permanente θ_s , y como temperatura final la máxima asignada al conductor para cortocircuitos de duración inferior a 5 segundos θ_{cc} . En el cálculo se ha considerado que todo el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores, ya que su masa es muy grande en comparación con la superficie de disipación de calor y la duración del proceso es relativamente corta (proceso adiabático).

En estas condiciones se cumple:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} \quad [8]$$

2.37

Donde:

I_{cc} es la corriente de cortocircuito, en amperios.

S es la sección del conductor, en mm^2 .

K es el coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito.

t_{cc} es la duración del cortocircuito, en segundos.

Si se desea conocer la intensidad de corriente de cortocircuito para un valor de t_{cc} distinto de los tabulados, se aplica la fórmula anterior. K coincide con el valor de densidad de corriente tabulado para $t_{cc} = 1 \text{ s}$, para los distintos tipos de aislamiento [10]. Según esto, para aislamientos tipo XLPE, EPR y HEPR se tendrá una densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito de 143 A/mm^2 .

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito se determina una potencia de cortocircuito de 350 MVA en la red de distribución, este dato, es proporcionado por la empresa Iberdrola Distribuciones Eléctricas, y una tensión de 13,2 kV (20kV) para tener mayor seguridad en el cálculo del conductor.

De esta manera, se obtendrá una intensidad primaria máxima para un cortocircuito en el lado de AT de:

$$I_{CCP} = \frac{350}{\sqrt{3} \times 13,2} = 15,31 \text{ kA}$$

2.38

Por último, se considerará un tiempo máximo de cortocircuito menor a 5 segundos, por lo que se puede calcular la sección del conductor para este tramo de la instalación con ayuda de la ecuación 2.37

$$\frac{I_{CC}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{CC}}} \rightarrow S = \frac{I_{CC} \times \sqrt{t_{CC}}}{K} = \frac{15.310 \times \sqrt{5}}{143} = 239,4 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior que satisface las indicaciones anteriores es de 240 mm², pero se elegirá la siguiente sección normalizada, 300 mm² con el fin de aumentar la seguridad en la instalación.

Resumen de los conductores de CA entre el centro de transformación (MT) y el PCC de la compañía distribuidora

Con estos datos anteriores, se muestra la tabla resumen de los conductores de CA, los cuales unen el CT y el PCC de la compañía distribuidora.

Tabla 2.32. Resumen conductor Centro Transformador (MT)-PCC

CONDUCTORES DE CORRIENTE ALTERNA ENTRE EL CENTRO TRANSFORMADOR (MT) Y EL PCC DE LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA.
Terna de conductores de sección 300mm², en zanja de 1,2 metros de profundidad. No propagador de llama según UNE 20.432-1 (IEC-332-1) Conductor de cobre Aislamiento: XLPE (polietileno reticulado), EPR (etileno propileno) Cubierta: XLPE, Temperatura Máxima en servicio permanente: 90°C Temperatura máxima en cortocircuito t≤5 segundos: 250 °C Longitud:20 m Construcción según UNE 21.123 Cálculo según ITC-LAT-06

2.5.2. Conductores de protección

Para la protección de la propia instalación y de los posibles operarios encargados del mantenimiento de la misma, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las descargas de origen atmosférico.

De acuerdo con el ITC-BT-18 y en particular con la Norma UNE 20.460-5-54, en el apartado 543.1.1., la puesta a tierra de una instalación está compuesta por:

-Tomas a tierra: son electrodos formados por barras, tubos, pletinas o mallas que están en contacto directo con el terreno donde se drenará la corriente de fuga que se pueda producir en algún momento, estas tomas a tierra deberán ser de materiales específicos y estarán enterrados a una profundidad adecuada para las características de la instalación a proteger.

-Conductores de tierra: son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de puesta a tierra.

-Bornes de puesta a tierra: son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferentes elementos o masas a proteger.

-Conductores de protección: sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos directos.

En otros casos reciben igualmente el nombre de conductores de protección, aquellos conductores que unen las masas:

-Al neutro de la red.

-A un relé de protección.

Se aplicará la sección de los conductores de protección de acuerdo con lo expuesto en la tabla siguiente:

Tabla 2.33. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase [10]

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección Sp (mm ²)
S menor o igual a 16	S p = S
S mayor a 16 y menor o igual a 35	S p = 16
S mayor a 35	S p = S/ 2

De acuerdo con esta tabla, se dispondrán de varios conductores de protección dependiendo de los tramos de la instalación, en la siguiente tabla se muestran los diferentes tramos con las secciones de los conductores de protección pertinentes.

Tabla 2.34. Resumen conductores de protección en cada tramo

Tramo de la instalación	Material conductor protección	Aislamiento	Metros totales	Sección
Conductor de protección de los módulos fotovoltaicos	Cu	XLPE	3.730	$S = 6 \text{ mm}^2 \rightarrow$ $\rightarrow Sp = S = 6 \text{ mm}^2$
Conductor de protección entre el armario de corriente continua de cada subcampo y el armario principal de corriente continua	Cu	XLPE	591	$S = 50 \text{ mm}^2 \rightarrow$ $\rightarrow Sp = S/2 = 25 \text{ mm}^2$
Conductor de protección entre el armario de corriente continua y el inversor	Cu	XLPE	12,5	$S = 630 \text{ mm}^2 \rightarrow$ $\rightarrow Sp = S/2 = 315 \text{ mm}^2$
Conductor de protección entre el inversor y el CT (BT)	Cu	XLPE	80	$S = 630 \text{ mm}^2 \rightarrow$ $\rightarrow Sp = S/2 = 315 \text{ mm}^2$
Conductor de protección entre el CT(MT) y el PCC	Cu	XLPE	20	$S = 300 \text{ mm}^2 \rightarrow$ $\rightarrow Sp = S/2 = 150 \text{ mm}^2$

Página dejada en blanco intencionadamente

3. ESTUDIO ENERGÉTICO

En este apartado, se realizará el estudio energético de la instalación fotovoltaica, obteniendo la producción mensual y anual esperada. Para ello, se utilizará el software PV3 RETScreen, que es una iniciativa del Ministerio de Recursos Naturales de Canadá, en la que se pone a disposición una hoja tipo Excel en la cual se introducen los parámetros del emplazamiento, tipo de módulos fotovoltaicos, inversor, etc., registrados en una base de datos, para obtener así los resultados de producción.

El programa consta con dos partes bien diferenciadas, por un lado, se elegirá el emplazamiento de la instalación, para ello, el programa posee una gran base de datos internacionales en la que se incluyen valores de radiación solar, humedad, etc. Por otra parte, se define el tipo de instalación, atendiendo al tipo de energía renovable de la que se trata y si está o no conectada a red, para a continuación definir las características constructivas de la instalación, como son las pérdidas estimadas, orientación de los módulos, etc.

En primer lugar se cargarán los datos de referencia del emplazamiento empleado, en este caso, la instalación se encuentra en la provincia de Valladolid.

A continuación se exponen los datos existentes en la base de datos para esta ubicación.

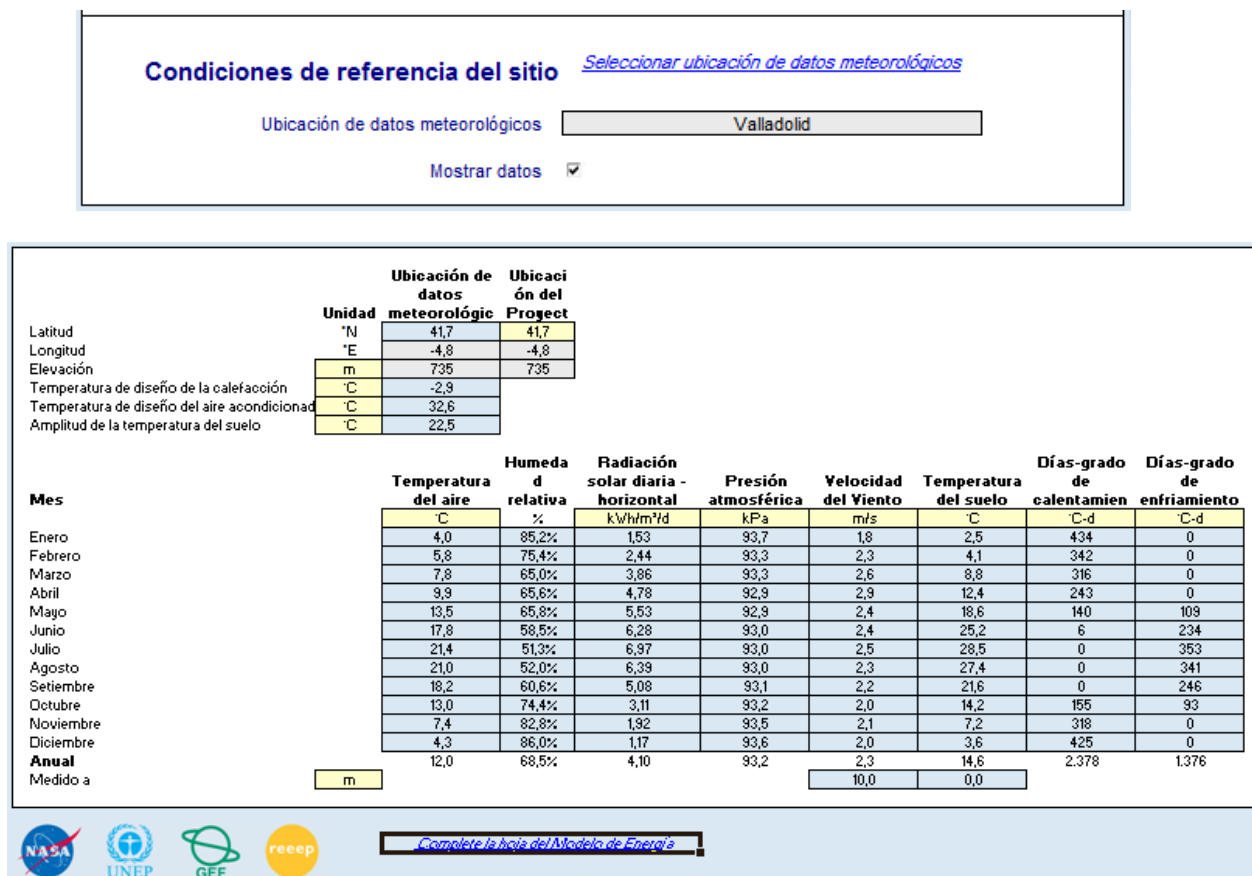


Fig.3.1. Datos climatológicos del emplazamiento de la instalación. Fuente PV3 RETScreen

Una vez escogida la ubicación de la instalación, se procede a identificar el tipo de instalación de la que se dispone, en este caso, se trata de una instalación fotovoltaica conectada a red. Además consta de la tecnología de los seguidores solares para aumentar la eficiencia del sistema. Los módulos fotovoltaicos

estarán totalmente orientados hacia el sur para lograr la captación máxima de radiación solar desde el momento en el que salga el sol por el Este y se ponga por el Oeste.

El programa consta de dos métodos de cálculo para solventar el problema de la orientación de los módulos, el Método 1 se utilizará para instalaciones que no dispongan de la tecnología de los seguidores solares, y el Método 2 para aquellas instalaciones que si la tengan. En el presente caso, se utilizará el segundo método.

Al tratarse de una instalación conectada red, se deberán definir tanto los módulos como el/los inversor/es utilizados.

Para el módulo fotovoltaico se pide, el tipo de células de las que dispone, la capacidad de generación eléctrica del conjunto de módulos, el fabricante, modelo y eficiencia, además de la temperatura normal de operación de las celdas, coeficiente de temperatura y área total, así como un factor de pérdidas, que serán el conjunto de pérdidas óhmicas en el cableado de la instalación, las pérdidas de polvo y suciedad, y las pérdidas ocasionadas por la posibilidad de sombras en los módulos.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, las pérdidas en el cableado de corriente alterna de la instalación serán como máximo del 2% mientras que en el cableado de corriente continua no deberán ser superiores al 1,5%, para realizar el estudio energético se utilizará el 2% al ser la peor condición admisible [2].

Las pérdidas por suciedad o degradación de los módulos fotovoltaicos tienen su origen en la disminución de la potencia recibida en el generador fotovoltaico debido a la deposición de polvo en la superficie de este. Para este caso, estas pérdidas serán como máximo del 3%.

Por último, las pérdidas ocasionadas por la presencia de sombras en la instalación serán totalmente nulas al haber calculado y dimensionado correctamente la instalación respetando la separación entre módulos y demás componentes de la instalación.

Para el inversor se pide la eficiencia, la capacidad o potencia nominal, y un factor de pérdidas varias en el acondicionamiento de potencia.

Con los parámetros anteriormente mencionados se tienen las siguientes tablas procedentes del programa PV3 RETScreen.

Fotovoltaico		
Tipo		mono-Si
Capacidad de generación eléctrica	kW	1.152,00
Fabricante		Sunpower
Modelo		mono-Si - SPR-225-BLK
Eficiencia	%	18,1%
Temperatura normal de operación de las celdas	°C	45
Coeficiente de temperatura	% / °C	0,40%
Área del colector solar	m²	6.368
Pérdidas varias	%	5,0%
Inversor		
Eficiencia	%	96,5%
Capacidad	kW	1074,0
Pérdidas varias	%	1,0%
Resumen		
Factor de utilización	%	15,0%
Electricidad exportada a la red	MWh	1.516,38

Fig. 3.2. Parámetros de los principales equipos de la instalación. Fuente PV3 RETScreen

Modelo de Energía RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto

Tecnología

Fotovoltaico

Tipo de análisis

Método 1

Método 2

Evaluación de recursos

Modo de rastreo solar

Inclinación

Mostrar datos

Mes	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m²/d	Radiación solar diaria - inclinado kWh/m²/d	Tarifa de exportación de electricidad	Electricidad exportada a la red MWh
Enero	1,53	1,53	0,3	51,93
Febrero	2,44	2,44	0,3	73,47
Marzo	3,86	3,86	0,3	125,83
Abril	4,78	4,78	0,3	148,48
Mayo	5,53	5,53	0,3	174,07
Junio	6,28	6,28	0,3	186,84
Julio	6,97	6,97	0,3	209,48
Agosto	6,39	6,39	0,3	192,87
Setiembre	5,08	5,08	0,3	151,66
Octubre	3,11	3,11	0,3	99,97
Noviembre	1,92	1,92	0,3	61,92
Diciembre	1,17	1,17	0,3	39,87
Anual	4,10	4,10	0,32	1.516,38

Radiación solar anual - horizontal	MWh/m²	1,50
Radiación solar anual - inclinado	MWh/m²	1,50

Fig.3.3. Datos energéticos obtenidos en la instalación. Fuente PV3 RETScreen

De esta manera, se conoce el recurso energético solar del que se dispone, conociendo la energía captada por los módulos fotovoltaicos teniendo en cuenta las características mencionadas anteriormente. Según la figura anterior, la radiación solar anual es de 1,50 MWh/m², y la electricidad exportada a la red anualmente teniendo en cuenta los factores de pérdidas es de 1.516,38 MWh.

Página dejada en blanco intencionadamente

4. ESTUDIO ECONÓMICO Y DE RENTABILIDAD DE LA INSTALACIÓN

Este apartado se dedicará al cálculo y rentabilidad que supondrá la instalación fotovoltaica descrita en el proyecto, para ello se calculará el presupuesto de la instalación.

Una vez obtenido el presupuesto de la instalación se procederá a realizar el análisis económico de la misma. En dicho análisis se observarán los parámetros financieros del VAN y el TIR, que darán respuesta a la rentabilidad de la instalación.

4.1. Presupuesto de la instalación

En las siguientes tablas se mostrarán los precios unitarios de cada uno de los equipos y materiales necesarios para la construcción de la instalación, y el precio total de la instalación a construir.

Tabla.4.1. Presupuesto de los equipos principales de la instalación

EQUIPOS PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA				
Cantidad	Unidad	Concepto	Precio Unitario €	Precio Total €
5120	Ud.	Módulos fotovoltaico SUNPOWER-225	387,39 €	1.983.436,80 €
1	Ud.	Inversor trifásico senoidal SIEMENS SINVERT-1000-MS	358.056,65 €	358.056,65 €
320	Ud.	Seguidor acimutal de dos ejes WATTSUN ENERGÉS AZ-225	2.948,57 €	947.542,40 €
TOTAL EQUIPOS PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA sin IVA				3.289.035,85 €
IVA 18%				592.026,45 €
TOTAL EQUIPOS PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA sin IVA				3.881.062,30 €

Tabla.4.2. Presupuesto del centro de transformación de la instalación

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN				
Cantidad	Unidad	Concepto	Precio Unitario €	Precio Total €
6	Ud.	Transformador de 250 kVA en baño de aceite, 24kV/400V	7.940,14 €	47.640,84 €
6	Ud.	Caseta prefabricada de hormigón	6.533,25 €	39.199,50 €
6	Ud.	Módulo de protección General de la Caseta	9.027,36 €	54.164,16 €
6	Ud.	Módulo de medida con transformadores de tensión e intensidad	5.094,14 €	30.564,84 €
6	Ud.	Módulo de protección del transformador	3.998,26 €	23.989,56 €
6	Ud.	Módulo de línea para salida en MT	2.833,25 €	16.999,50 €
6	Ud.	Cuadro de BT, para protección general del tramo de BT	765,67 €	4.594,02 €
6	Ud.	Puesta a tierra del CT	552,34 €	3.314,04 €
TOTAL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN sin IVA				220.466,46 €
IVA 18 %				39.683,96 €
TOTAL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN con IVA				260.150,42 €

Tabla.4.3. Presupuesto de los elementos de protección y puesta a tierra de la instalación

ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y PUESTA A TIERRA				
Cantidad	Unidad	Concepto	Precio Unitario €	Precio Total €
3.730,00	Metros	Conductor para protección de cobre de sección 6 mm ²	1,06 €	3.953,80 €
591,00	Metros	Conductor para protección de cobre de sección 25 mm ²	2,37€	1.400,67 €
20,00	Metros	Conductor para protección de cobre de sección 150 mm ²	3,52 €	70,40 €
92,50	Metros	Conductor para protección de cobre de sección 315 mm ²	7,89 €	729,82 €
320	Ud.	Fusible CC SIMON 10 A	4,80 €	1.536,00 €
40	Ud.	Descargador SOLARTEC PST31PV	30,75 €	1.230,00 €
40	Ud.	Interruptor-seccionador TELEMECANIQUE VCFN32GE	45,87 €	1.834,80 €
80	Ud.	Fusible contra sobreintensidades 50 A	9,32 €	745,60 €
1	Ud.	Vigilante de aislamiento térmico PROAT FAC800	26,43 €	26,43 €
1	Ud.	Interruptor CC PROAT INFAC	22,55 €	22,55 €
1	Ud.	Magnetotérmico LG ABS-403 a	403,51 €	403,51 €
1	Ud.	Magnetotérmico tetrapolar LEGRAND DX-MA	444,89 €	444,89 €
1	Ud.	Transformador toroidal LEGRAND DX adaptable	31,87 €	31,87 €
480,00	Metros	Conductor H07V-K verde-amarillo de cobre flexibilidad clase 5 para puestas a tierra	1,02 €	489,60 €
202	Ud.	Electrodos de puesta a tierra cobre-acero de 16 mm ² de diámetro y 2 m de longitud INDUSTRIAS MORA	23,22 €	4.690,44 €
202	Ud.	Grapa de sujeción de electrodo tipo 1875 INDUSTRIAS MORA	3,13 €	632,26 €
TOTAL ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y PUESTA A TIERRA sin IVA				18.242,64 €
IVA 18 %				3.283,6 €
TOTAL ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y PUESTA A TIERRA con IVA				21.526,32 €

Tabla.4.4. Presupuesto de los elementos de cableado y conexionado de la instalación

CABLEADO Y CONEXIONES				
Cantidad	Unidad	Concepto	Precio Unitario €	Precio Total €
3.744	Metros	Conductor RVK-0.6-1kV de cobre, con sección de 6 mm ² , para conexionado entre subcampos y armarios de CC correspondientes	0,61 €	2.283,84€
1.042,14	Metros	Conductor RVK-0.6-1kV de cobre, con sección de 50 mm ² , para conexionado entre armarios de CC de los subcampos y armario general de CC	8,15€	8.493,44 €
12,79	Metros	Conductor RVK-0.6-1kV de cobre, con sección de 630 mm ² , para conexionado entre armario general de CC y el inversor	12,59 €	161,03 €
71,65	Metros	Conductor RVZ-0.6-1kV de cobre, con sección de 630 mm ² , para conexionado entre inversor y CT	12,59 €	902,07 €
13,69	Metros	Conductor RVZ-0.6-1kV de cobre, con sección de 300 mm ² , para conexionado entre CT y PCC de la compañía eléctrica	9,15 €	125,26 €
200	Ud.	Caja de conexión FAMATEL 700x500x160 para cada seguidor y uno para cada subcampo	35,35 €	7.070,00 €
1	Ud.	Caja de conexión del generador fotovoltaico FAMATEL 1000x550x160	46,75 €	46,75 €
4884,27	Metros	Tubo de PVC gris	1,86 €	9.084,74 €
1	Ud.	Contador trifásico bidireccional protegido con cuadro de poliéster	125,44 €	125,44 €
200	Ud.	Terminales multicontac macho	3,12 €	624,00 €
200	Ud.	Terminales multicontact hembra	3,54 €	708,00 €
TOTAL CABLEADO Y CONEXIONES sin IVA				29.624,57 €
IVA 18%				5.332,42 €
TOTAL CABLEADO Y CONXIONES con IVA				34.956,99 €

Tabla.4.5. Presupuesto del montaje e instalación.

MONTAJE E INSTALACIÓN				
Cantidad	Unidad	Concepto	Precio Unitario €	Precio Total €
1152	kW	Obra civil	175,00 €	201.600,00 €
40	Ud.	Montaje e instalación de equipos	5.350,00 €	214.000,00 €
1	Ud.	Proyecto técnico y trámites	120.000,00 €	120.000,00 €
TOTAL MONTAJE E INSTALACIÓN sin IVA				535.600,00 €
IVA 18 %				96.408,00 €
TOTAL MONTAJE E INSTALACIÓN con IVA				632.008,00 €

Tabla.4.6. Presupuesto general de la instalación

PRESUPUESTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1152 kW CON SEGUIDORES AZIMUTALES DE DOS EJES EN RUEDA (VALLADOLID)	
SUBTOTAL ELEMENTOS INSTALACIÓN	3.557.369,52 €
SUBTOTAL MONTAJE	535.600,00 €
SUBTOTAL	4.092.969,52 €
IVA 18%	736.734,51 €
COSTE SEGURO AL AÑO	19.553,00 €
TOTAL	4.849.257,03 €

En las tablas anteriores se refleja la cuantía total de la instalación. En el presupuesto del montaje e instalación, se ha considerado que el montaje de la obra civil conlleva un coste de 175€/kW, y en cuanto a montaje e instalación de los equipos se ha considerado cada subcampo, teniendo 40 en total, con un coste de 5.350,00€/subcampo, por último, en cuanto al coste del proyecto técnico y trámites, el coste asciende a 120.000€.

Los precios unitarios de cada componente han sido escogidos de manera que se asemejen los más posibles a la realidad.

4.2. Análisis económico

Será necesario comprobar si es rentable económicamente o no realizar la instalación propuesta.

Con el presente estudio, también se calcula cuales son los flujos de beneficios y pérdidas, pudiendo así evitar o limitar perjuicios económicos para el/los inversor/es.

Además, las entidades financieras exigen estudios de este tipo antes de conceder la financiación necesaria.

A continuación, se enumerarán los pasos seguidos para la realización del análisis económico de la instalación.

Dada la gran cantidad de dinero a invertir, parte de la inversión inicial será financiada por una entidad bancaria, que concederá un préstamo por el 85% del importe de la inversión.

El préstamo será amortizable a 10 años, tomando como aval un porcentaje equivalente de la empresa promotora. Las cuotas de préstamo serán iguales todos los años, y se abonarán en doce pagos mensuales, a principio de mes entrante.

Se considerarán dos escenarios posibles, uno en el que la vida útil estimada es de 25 años para la instalación, y otro con una vida útil de 30 años (este estudio con mayor vida útil, se ha elaborado ya que con los avances tecnológicos se puede ver incrementada la duración de los equipos, aunque tendría que tenerse en cuenta si el rendimiento permanece en valores óptimos o no).

Tras la adquisición de los equipos y elementos de la instalación, será necesaria su amortización.

A continuación se muestran las tablas donde se especifica cada caso, y posteriormente, se comentarán los resultados obtenidos:

Tabla. 4.7. Cuota de amortización

CUOTA COMPLETA DE AMORTIZACIÓN				
	CUOTA MENSUAL	INTERESES	CAPITAL AMORTIZADO	CAPITAL PENDIENTE
1	38552,84	8282,34	30270,50	4074977,93
2	38552,84	8221,27	30331,57	4044646,36
3	38552,84	8160,07	30392,76	4014253,60
4	38552,84	8098,76	30454,08	3983799,52
5	38552,84	8037,32	30515,52	3953284,00
6	38552,84	7975,75	30577,09	3922706,91
7	38552,84	7914,06	30638,78	3892068,14
8	38552,84	7852,25	30700,59	3861367,55
9	38552,84	7790,31	30762,53	3830605,02
10	38552,84	7728,25	30824,59	3799780,43
11	38552,84	7666,06	30886,78	3768893,65
12	38552,84	7603,74	30949,09	3737944,56
13	38552,84	7541,30	31011,53	3706933,03
14	38552,84	7478,74	31074,10	3675858,93
15	38552,84	7416,05	31136,79	3644722,14
16	38552,84	7353,23	31199,61	3613522,53
17	38552,84	7290,28	31262,55	3582259,97
18	38552,84	7227,21	31325,63	3550934,34
19	38552,84	7164,01	31388,83	3519545,52
20	38552,84	7100,68	31452,15	3488093,36
21	38552,84	7037,23	31515,61	3456577,76
22	38552,84	6973,65	31579,19	3424998,57
23	38552,84	6909,93	31642,90	3393355,66
24	38552,84	6846,10	31706,74	3361648,92
25	38552,84	6782,13	31770,71	3329878,21
26	38552,84	6718,03	31834,81	3298043,41
27	38552,84	6653,80	31899,03	3266144,37
28	38552,84	6589,45	31963,39	3234180,98
29	38552,84	6524,96	32027,88	3202153,11
30	38552,84	6460,34	32092,49	3170060,61
31	38552,84	6395,60	32157,24	3137903,37
32	38552,84	6330,72	32222,12	3105681,26
33	38552,84	6265,71	32287,12	3073394,13
34	38552,84	6200,57	32352,26	3041041,87
35	38552,84	6135,30	32417,53	3008624,33
36	38552,84	6069,90	32482,94	2976141,40
37	38552,84	6004,37	32548,47	2943592,93
38	38552,84	5938,70	32614,14	2910978,79
39	38552,84	5872,90	32679,94	2878298,85
40	38552,84	5806,97	32745,87	2845552,98
41	38552,84	5740,90	32811,93	2812741,05
42	38552,84	5674,71	32878,13	2779862,92
43	38552,84	5608,37	32944,46	2746918,46
44	38552,84	5541,91	33010,93	2713907,53
45	38552,84	5475,31	33077,53	2680830,00
46	38552,84	5408,57	33144,26	2647685,74
47	38552,84	5341,71	33211,13	2614474,61

48	38552,84	5274,70	33278,13	2581196,47
49	38552,84	5207,56	33345,27	2547851,20
50	38552,84	5140,29	33412,55	2514438,65
51	38552,84	5072,88	33479,96	2480958,70
52	38552,84	5005,33	33547,50	2447411,20
53	38552,84	4937,65	33615,18	2413796,01
54	38552,84	4869,83	33683,00	2380113,01
55	38552,84	4801,88	33750,96	2346362,05
56	38552,84	4733,79	33819,05	2312543,00
57	38552,84	4665,56	33887,28	2278655,72
58	38552,84	4597,19	33955,65	2244700,07
59	38552,84	4528,68	34024,15	2210675,92
60	38552,84	4460,04	34092,80	2176583,12
61	38552,84	4391,26	34161,58	2142421,54
62	38552,84	4322,34	34230,50	2108191,04
63	38552,84	4253,28	34299,56	2073891,48
64	38552,84	4184,08	34368,76	2039522,72
65	38552,84	4114,74	34438,10	2005084,62
66	38552,84	4045,26	34507,58	1970577,04
67	38552,84	3975,64	34577,20	1935999,84
68	38552,84	3905,88	34646,96	1901352,88
69	38552,84	3835,98	34716,86	1866636,03
70	38552,84	3765,94	34786,90	1831849,13
71	38552,84	3695,76	34857,08	1796992,05
72	38552,84	3625,43	34927,40	1762064,64
73	38552,84	3554,97	34997,87	1727066,77
74	38552,84	3484,36	35068,48	1691998,29
75	38552,84	3413,61	35139,23	1656859,06
76	38552,84	3342,71	35210,12	1621648,94
77	38552,84	3271,68	35281,16	1586367,78
78	38552,84	3200,50	35352,34	1551015,44
79	38552,84	3129,17	35423,66	1515591,78
80	38552,84	3057,71	35495,13	1480096,65
81	38552,84	2986,09	35566,74	1444529,91
82	38552,84	2914,34	35638,50	1408891,41
83	38552,84	2842,44	35710,40	1373181,01
84	38552,84	2770,39	35782,44	1337398,57
85	38552,84	2698,20	35854,63	1301543,93
86	38552,84	2625,86	35926,97	1265616,96
87	38552,84	2553,38	35999,45	1229617,51
88	38552,84	2480,75	36072,08	1193545,42
89	38552,84	2407,98	36144,86	1157400,56
90	38552,84	2335,06	36217,78	1121182,78
91	38552,84	2261,99	36290,85	1084891,93
92	38552,84	2188,77	36364,07	1048527,87
93	38552,84	2115,40	36437,43	1012090,44
94	38552,84	2041,89	36510,94	975579,49
95	38552,84	1968,23	36584,60	938994,89
96	38552,84	1894,42	36658,41	902336,47
97	38552,84	1820,46	36732,37	865604,10
98	38552,84	1746,36	36806,48	828797,62
99	38552,84	1672,10	36880,74	791916,88
100	38552,84	1597,69	36955,14	754961,74
101	38552,84	1523,14	37029,70	717932,04
102	38552,84	1448,43	37104,41	680827,63

103	38552,84	1373,57	37179,27	643648,36
104	38552,84	1298,56	37254,28	606394,09
105	38552,84	1223,40	37329,44	569064,65
106	38552,84	1148,09	37404,75	531659,90
107	38552,84	1072,62	37480,21	494179,69
108	38552,84	997,01	37555,83	456623,86
109	38552,84	921,24	37631,60	418992,26
110	38552,84	845,32	37707,52	381284,74
111	38552,84	769,24	37783,59	343501,15
112	38552,84	693,01	37859,82	305641,33
113	38552,84	616,63	37936,21	267705,12
114	38552,84	540,10	38012,74	229692,38
115	38552,84	463,40	38089,43	191602,95
116	38552,84	386,56	38166,28	153436,67
117	38552,84	309,56	38243,28	115193,39
118	38552,84	232,40	38320,43	76872,96
119	38552,84	155,09	38397,75	38475,21
120	38552,84	77,62	38475,21	0,00
121	38552,84	0,00	38552,84	-38552,84
122	38552,84	-77,78	38630,62	-77183,45
123	38552,84	-155,72	38708,55	-115892,01
124	38552,84	-233,81	38786,65	-154678,66
125	38552,84	-312,06	38864,90	-193543,56
126	38552,84	-390,47	38943,31	-232486,87
127	38552,84	-469,04	39021,88	-271508,75
128	38552,84	-547,77	39100,61	-310609,35
129	38552,84	-626,65	39179,49	-349788,84
130	38552,84	-705,70	39258,54	-389047,38
131	38552,84	-784,90	39337,74	-428385,12
132	38552,84	-864,27	39417,10	-467802,22
133	38552,84	-943,79	39496,63	-507298,85
134	38552,84	-1023,48	39576,31	-546875,16
135	38552,84	-1103,32	39656,16	-586531,32
136	38552,84	-1183,33	39736,16	-626267,48
137	38552,84	-1263,49	39816,33	-666083,81
138	38552,84	-1343,82	39896,66	-705980,47
139	38552,84	-1424,32	39977,15	-745957,62
140	38552,84	-1504,97	40057,81	-786015,43
141	38552,84	-1585,79	40138,62	-826154,05
142	38552,84	-1666,77	40219,60	-866373,65
143	38552,84	-1747,91	40300,75	-906674,40
144	38552,84	-1829,22	40382,05	-947056,45
145	38552,84	-1910,69	40463,52	-987519,97
146	38552,84	-1992,32	40545,16	-1028065,13
147	38552,84	-2074,12	40626,96	-1068692,09
148	38552,84	-2156,09	40708,92	-1109401,01
149	38552,84	-2238,22	40791,05	-1150192,07
150	38552,84	-2320,51	40873,35	-1191065,41
151	38552,84	-2402,97	40955,81	-1232021,23
152	38552,84	-2485,60	41038,44	-1273059,66
153	38552,84	-2568,40	41121,23	-1314180,90
154	38552,84	-2651,36	41204,20	-1355385,10
155	38552,84	-2734,49	41287,33	-1396672,42
156	38552,84	-2817,79	41370,62	-1438043,04
157	38552,84	-2901,25	41454,09	-1479497,13

158	38552,84	-2984,89	41537,72	-1521034,85
159	38552,84	-3068,69	41621,52	-1562656,38
160	38552,84	-3152,66	41705,50	-1604361,87
161	38552,84	-3236,80	41789,64	-1646151,51
162	38552,84	-3321,11	41873,95	-1688025,46
163	38552,84	-3405,59	41958,43	-1729983,89
164	38552,84	-3490,24	42043,08	-1772026,96
165	38552,84	-3575,06	42127,90	-1814154,87
166	38552,84	-3660,06	42212,89	-1856367,76
167	38552,84	-3745,22	42298,06	-1898665,82
168	38552,84	-3830,56	42383,39	-1941049,21
169	38552,84	-3916,07	42468,90	-1983518,12
170	38552,84	-4001,75	42554,58	-2026072,70
171	38552,84	-4087,60	42640,44	-2068713,14
172	38552,84	-4173,63	42726,47	-2111439,60
173	38552,84	-4259,83	42812,67	-2154252,27
174	38552,84	-4346,20	42899,04	-2197151,31
175	38552,84	-4432,75	42985,59	-2240136,90
176	38552,84	-4519,48	43072,31	-2283209,21
177	38552,84	-4606,37	43159,21	-2326368,42
178	38552,84	-4693,45	43246,28	-2369614,71
179	38552,84	-4780,70	43333,53	-2412948,24
180	38552,84	-4868,12	43420,96	-2456369,20

Ahora, se mostrará dicho análisis:

El proyecto empresarial se caracteriza por la gran inversión que hay que realizar el primer año de constitución por un importe estimado de 4.829.704,03€ de los cuales la aportación de capital propio un importe de 724.455,60€, el resto de capital provendrá de la financiación ajena, por medio de un crédito a una entidad bancaria, por importe de 4.105.248,43€ con un vencimiento de 10 años. Todos los medios líquidos serán destinados a la adquisición de instalaciones técnicas y a las construcciones necesarias.

La financiación ajena es un crédito de 10 años, en total 120 cuotas mensuales, con un tipo de interés a 2,41% lo que supondrá unos gastos totales de interés hasta la cancelación del préstamo de 1.787.723,56€ más el principal del capital. Por tanto una de las primeras obligaciones será generar la amortización financiera que habrá que hacer frente mensualmente por el pago de los intereses del préstamo.

La amortización de los equipos necesarios será por un importe de 11.857,90€ mensuales, cuyo destino irá a pagar el principal del capital del préstamo o a renovar los dispositivos anticuados. La amortización será con una cuota constante por 25 años de vida útil.

Para seguir hablando del plan económico y financiero de esta instalación, se tendrán en cuenta dos escenarios posibles, que se muestran a continuación:

1º ESCENARIO: Vida útil de 25 años

En este primer escenario, la empresa venderá 1.516,38 MWh al año por un importe de 320€/MWh, lo que supondría una cifra de ingresos de 485.241,60€ anuales. Esta cifra de ingresos, se supondrá constante durante la vida útil de los equipos.

Con esta cifra de ingresos se tendrá que hacer frente a las amortizaciones, los gastos del seguro que son una cuantía constante durante todos los años. Los gastos del mantenimiento se han supuesto un 2,3% de la venta y el impuesto de sociedades.

En el primer ejercicio económico (sin tener en cuenta la inversión inicial, solo los costes anuales: amortización, mantenimiento, seguro, etc.), la empresa tendrá un resultado negativo de 72.722,66€, motivado sobre todo, por el alto importe de los intereses cercana a los 100.000 € y el valor de las amortizaciones de 142.294,8€.

En el segundo ejercicio económico los gastos de los intereses se reducen, y son en torno a 86.000€ y pese a que la cuantía es el mismo importe que en el primer ejercicio, la empresa obtiene unas pérdidas de 63.730,89€.

Durante los ejercicios futuros, los únicos gastos que disminuyen, en una forma proporcional, son los gastos de los intereses del préstamo, ya que el resto de gastos son constantes ejercicio a ejercicio.

En el ejercicio 9 (9 años y 5 meses) es cuando se comienzan a obtener beneficios, debido a la disminución del tipo de interés, aunque el valor es de tan sólo 5.686,09€.

El total de los beneficios durante estos 25 años del proyecto la empresa obtendrá unos beneficios netos de 3.911.769,89 €.

Si se analizan los ratios de rentabilidad empresarial como son el VAN y el TIR se observa que según el ratio del VAN es de 4.643.889,23€ y al ser mayor que cero, la inversión del proyecto empresarial es recomendable.

Además, observando el TIR que se obtiene de un 9% es superior al tipo de interés de mercado vigente, al 2,41%, por tanto, también es recomendable la inversión del proyecto empresarial, aunque es arriesgada.

La recuperación de la inversión inicial será en el año 9 de la instalación.

Tabla. 4.8. Flujo de fondos, VAN y TIR, para una vida útil de 25 años

<i>Período</i>	<i>Flujo de fondos</i>
0	-4.829.704,03
1	485241,6
2	485241,6
3	485241,6
4	485241,6
5	485241,6
6	485241,6
7	485241,6
8	485241,6
9	485241,6
10	485241,6
11	485241,6
12	485241,6
13	485241,6
14	485241,6
15	485241,6
16	485241,6
17	485241,6
18	485241,6
19	485241,6
20	485241,6
21	485241,6
22	485241,6
23	485241,6
24	485241,6
25	485241,6

TIR	9%
VAN	4.643.889,23 €

2º ESCENARIO: Vida útil de 30 años

En este escenario también cabría la posibilidad de que la vida útil fuese de 30 años (considerando que el rendimiento de la instalación es óptima) y con una cifra de ingresos constante se obtendrían unos mejores resultados que se traducen en un beneficio neto durante estos períodos por importe de 4.926.527,93€, ya que los gastos de la financiación ajena son iguales, y los costes de mantenimiento aumentan en una proporción menor a la cifra de ingresos.

Con respecto al VAN es superior ya que es una cifra de 6.037.987,90€ y un TIR del 9%, superior al tipo de interés vigente en el mercado, así que los resultados económico-financieros mejoran cuando aumenta la vida útil del proyecto empresarial (suponiendo que el rendimiento de la instalación no disminuye).

La recuperación de la inversión también se encuentra en el ejercicio 9 (9 años y 5 meses), pero el beneficio es mayor al disponer de 5 años más de producción.

Tabla. 4.9. Flujo de fondos, VAN y TIR, para una vida útil de 30 años sin incremento de producción

<i>Período</i>	<i>Flujo de Fondos</i>
0	-4.829.704,03
1	485241,6
2	485241,6
3	485241,6
4	485241,6
5	485241,6
6	485241,6
7	485241,6
8	485241,6
9	485241,6
10	485241,6
11	485241,6
12	485241,6
13	485241,6
14	485241,6
15	485241,6
16	485241,6
17	485241,6
18	485241,6
19	485241,6
20	485241,6
21	485241,6
22	485241,6
23	485241,6
24	485241,6
25	485241,6
26	485241,6
27	485241,6
28	485241,6
29	485241,6
30	485241,6

TIR	9%
VAN	6.037.987,90 €

Página dejada en blanco intencionadamente

5. CONCLUSIONES

Como conclusiones del proyecto realizado, se puede decir que:

-Se ha localizado un emplazamiento en el que diseñar una instalación solar fotovoltaica de 1,15 MW. Para ello, se han localizado los puntos de conexión a red reales existentes, se ha escogido uno, y se han buscado terrenos parcelarios para llevar a cabo la instalación en las inmediaciones de este punto de conexión a la red.

-A continuación, se eligieron los componentes y se hallaron las dimensiones y características que estos debían tener para satisfacer los requisitos técnicos y reglamentarios de la instalación.

-Todos los cálculos y demás consideraciones sobre este proyecto se han hecho teniendo en cuenta la normativa vigente referente a este tipo de instalaciones.

-En el estudio energético realizado para la instalación, de acuerdo con el emplazamiento y las características técnicas de los componentes empleados, se ha obtenido que la radiación solar anual es de $1,50 \text{ MWh/m}^2$, y la electricidad exportada a la red anualmente teniendo en cuenta los factores de pérdidas, tanto de módulos como del inversor, es de 1.516,38 MWh.

-También, se ha elaborado un presupuesto de la instalación. Además, se ha realizado un estudio económico de la rentabilidad de ésta considerando dos hipótesis:

- Debido al elevado coste que se ha obtenido, se han realizado estudios para una vida útil de la instalación de 25 y de 30 años (este tipo de diferenciación en cuanto a la vida útil es coherente, puesto que actualmente, la durabilidad de los componentes ha aumentado de 25 a 30 años aunque habría que tener en cuenta si el rendimiento de la instalación varía a lo largo de la vida útil de la instalación).

Con estas hipótesis, se ha obtenido que la instalación es viable económicamente en ambos períodos de vida, aunque cierto es, que debido al elevado coste que presenta la instalación (principalmente por el elevado precio de los componentes principales como son: los módulos, el inversor, y la tecnología de seguidores solares empleada), es recomendable la inversión en el caso de que la vida útil de la instalación, sea la que se compromete el fabricante, 30 años. Sería conveniente, realizar varios estudios relacionados con el rendimiento y la vida útil de la instalación: uno en el cual la instalación se pueda modular para hacer frente a la gran inversión que requiere, viendo en este caso la necesidad y rentabilidad de disponer de varios inversores. Y otro estudio en el cual se recalcule, año a año durante la vida útil de la instalación, el rendimiento para los 30 años de vida útil con el fin de comparar los valores de rentabilidad obtenidos para el supuesto de 30 años de vida útil, y en caso de ser necesario, llevar a cabo actuaciones de mejora sobre la instalación que mejoren el rendimiento de la misma.

Cabe destacar, que en este proyecto se han presentado los estudios de intrusión, medioambiental, de seguridad y salud, pliego de condiciones y de gestión de residuos:

-El “Estudio de Intrusión en la Instalación Fotovoltaica”, en él se realiza un sistema de seguridad de la instalación para evitar la sustracción u otro tipo de acciones no deseables hacia la instalación. El motivo de este estudio es la proliferación de robos de módulos fotovoltaicos para posteriormente, ser vendidos en el mercado negro. En este caso, se ha diseñado un sistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV) con alarma, con el fin de evitar y avisar si se produjesen acciones de esta intención.

-El “Estudio Medioambiental”, en él se ha llevado a cabo una revisión de los impactos ocasionados por la instalación, tanto en su fase de construcción como en la de operación, y se observa que, provoca más beneficios para el medio que daños.

-El “Estudio Básico de Seguridad y Salud”, en el cual se han detectado los principales accidentes que pueden ocurrir durante la obra de la instalación, y como evitar, en la medida de lo posible, este tipo de accidentes o en su caso, actuar de manera correcta frente a ellos.

-Por último, se ha elaborado un “Estudio del Gestión de residuos” que se producen durante la construcción de la instalación, con el fin de minimizar los impactos y alteraciones que estos residuos, ocasionados por las obras, puedan provocar y definiendo concretamente las vías de reciclado, tratamiento, y/o reutilización que deben tener para causar el menor impacto posible, ya sea medioambiental como a la sociedad.

6. BIBLIOGRAFÍA

Referencias

- [1] REE, “Red Eléctrica Española”, www.ree.es, 2010.
- [2] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, “Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones Conectadas a Red”, 2002.
- [3] ASTM, “American Society for Testing and Materials”, www.astm.org, 1999.
- [4] AEMET, Agencia Estatal de Meteorología, “Datos climatológicos, datos por provincias”, www.aemet.es, 2010.
- [5] Ricardo Albarracín, “Cálculo técnico, energético y de viabilidad económica de instalación fotovoltaica de 100 kW conectada a red en edificio industrial”, Proyecto Fin de Carrera, Universidad Carlos III de Madrid, 2005.
- [6] Jesús Higuera, “Proyecto de ejecución de una instalación solar de conexión a red de 25 kW para una nave industrial”, Proyecto Fin de Carrera, Universidad Politécnica de Madrid, 2002.
- [7] Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, “Prescripciones Generales de Seguridad”, www.coitiab.es, 2008.
- [8] José García Trasancos, “Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión”, Ed. Paraninfo, 2008.
- [9] Joaquín Palacios, “Determinación del coeficiente de conductividad térmica del cobre por medio del calentamiento conductivo”, Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Cataluña, 2002.
- [10] Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, ITC-BT-07, Mc Graw-Hill, 2003.
- [11] Iberdrola, “Condiciones Técnicas para la conexión de Instalaciones Fovovoltaicas a la Red de Distribución de Iberdrola”, Manual Técnico de Distribución, 2009.
- [12] Esprin Ingenieros S.L., “Memoria técnica de una instalación Fovovoltaica”, Proyecto Real, Valladolid, 2006.
- [13] Almudena Quintanilla, “Estudio de la necesidad de sistemas de seguridad en las plantas solares fovovoltaicas”, Proyecto Fin de Carrera, Universidad Carlos III de Madrid, 2010.
- [14] Ministerio de medio ambiente, y medio rural y marino, “Banco público de indicadores ambientales”, www.marm.es, 2010.

Documentos y apuntes consultados

- Jorge Breva, “Estudio de Viabilidad y Económica de una Instalación Fovovoltaica de 1,1 MW Conectada a Red”, Proyecto Fin de Carrera, Universidad Carlos III de Madrid, 2009.
- S.A. Marcombo, “Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión”, Ed. Paraninfo, 2008.
- Javier Martín, “Sistemas Solares Fovovoltaicos. Fundamentos, Tecnologías y Aplicaciones”, Proyecto Fin de Carrera, Universidad Carlos III de Madrid, 2008.

- Monica Chinchilla, " Nuevas Fuentes de Energía", Apuntes, 2009.
- M^a Dolores García-Plaza, "Insatallaciones Eléctricas II", Apuntes, 2009.
- Fernando Soto, "Líneas y Redes Eléctricas", Apuntes, 2008.
- Fco. Javier Sáenz, "Estados Económico-Financieros y de Costes", Apuntes, 2008.

Páginas web visitadas

- www.idae.es (Instituto para la diversificación y ahorro energético), Marzo 2010.
- www.mityc.es (Ministerio de ciencia y tecnología), Marzo 2010.
- www.cne.es (Comisión Nacional de Energía), Marzo 2010.
- www.legrand.com (Material eléctrico), Mayo 2010.
- www.proat.net (Material eléctrico), Mayo 2010.
- www.famatel.com (Armarios y cajas estancas), Mayo 2010.
- www.atersa.com (Material fotovoltaico; módulos solares, inversores, etc.), Mayo 2010.
- www.swe.siemens.com/spain (Inversores Fotovoltaicos), Mayo 2010.
- www.ormazabal.es (Aparamenta Eléctrica y CT's), Junio 2010.
- www.schneiderelectric.es (Control y Protecciones Eléctricas). Mayo, 2010.
- www.energes.net (Seguidores Fotovoltaicos), Abril 2010.
- www.simon.es (Interruptores), Mayo 2010.
- www.sunpowercorp.es (Módulos Fotovoltaicos), Abril 2010
- www.atersa.com (Instalaciones Fotovoltaicas), Abril 2010.

Software utilizado

- Software PV3 RETScreen, 1997-2009.
- Software AUTOCAD, 2007.
- Software GOOGLE EARTH, 2010.
- Hoja de cálculo Excel, Microsoft Oficce, 2007.

7. PLANOS

Página dejada en blanco intencionadamente
(PLANO 1)

Página dejada en blanco intencionadamente
(PLANO 2)

Página dejada en blanco intencionadamente
(PLANO 3)

Página dejada en blanco intencionadamente
(PLANO 4)

Página dejada en blanco intencionadamente
(PLANO 5)

Página dejada en blanco intencionadamente
(PLANO 6)

Página dejada en blanco intencionadamente
(PLANO 7)

ANEXOS

Página dejada en blanco intencionadamente

I. CONDICIONES TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

La finalidad de este apartado es definir las condiciones técnicas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red eléctrica. Este proyecto se centrará en la conexión a MT.

En el punto de interconexión con la red, todos los elementos de la instalación fotovoltaica y el conjunto de estos cumplirán las características y criterios impuestos por la compañía competente a la que se realizará, en este caso, se trata de Iberdrola Distribuciones Eléctricas.

Todas la instalaciones fotovoltaicas conectadas red constarán de una serie de protecciones sea cual sea su nivel de tensión. La función de estas protecciones es garantizar la desconexión en caso de una falta en la red o faltas internas en la instalación, de manera que evite perturbaciones en el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas tanto en explotación normal como durante el incidente.

Los circuitos de disparo de los relés actuarán directamente sobre el interruptor de interconexión sin pasar a través de relés o elementos auxiliares. Su conexión se efectuará como mínimo 3 minutos después del restablecimiento de la tensión y frecuencia de red.

El/los titular/es de la instalación fotovoltaica cumplirán con el sistema de protecciones definido para el esquema de conexión correspondiente [11], deberá adoptar las medidas oportunas para mantener en perfecto estado, todos los equipos asociados de la interconexión con la red, como son: relés de protección, sistema de telecontrol y equipos de comunicación instalados, de forma que se asegure la actuación correcta de todos ellos. Se deberá cuidar especialmente la fiabilidad y seguridad la alimentación de todos los equipos participantes, para ello se instalará un dispositivo que garantice la energía de reserva en caso de fallo de la alimentación principal. También con el fin de garantizar la correcta actuación de los equipos se realizarán mantenimientos correctivos.

La instalación fotovoltaica tiene la responsabilidad de estar dotada de los medios necesarios para admitir un reenganche sin ningún tipo de condición del interruptor de cabecera, en el mínimo tiempo que éste tenga establecido.

El accionamiento del seccionador de puesta a tierra de la instalación fotovoltaica situado en el lado de la línea de la compañía distribuidora, estará bloqueado mediante un candado normalizado por dicha compañía con su correspondiente señalización para advertir de esta situación. El objetivo es evitar accidentalmente la puesta a tierra de la línea por parte de la instalación fotovoltaica.

La instalación fotovoltaica no debe, bajo ningún concepto, mantener la tensión en la línea de distribución en el caso de apertura del interruptor de cabecera, evitando así el funcionamiento en isla. En ningún caso se producirán sobretensiones transitorias durante el proceso de la desconexión.

En relación a las condiciones de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas, las masas de la instalación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para BT, así como de las masas del resto del suministro (R.D. 1663/2000).

Requerimientos del inversor

El inversor deberá asegurar el correcto funcionamiento de los sistemas de conexión y desconexión en cualquier situación de funcionamiento con la red, por esto estará dotado de los dispositivos necesarios con el fin de evitar:

- Sobretensiones durante el proceso de la desconexión de una instalación fotovoltaica.
- El funcionamiento en isla, transitorio o permanente, con la red de la compañía distribuidora.

Por ello, los inversores dispondrán de una protección anti-isla que detecte la desconexión de red en un tiempo máximo de 0.5 segundos, y además debe funcionar correctamente en paralelo con otros generadores.

Sistemas de protecciones y control

Todas las instalaciones fotovoltaicas conectadas a niveles superiores a 1kV a la red de Iberdrola Distribución Eléctrica estarán dotadas de los siguientes sistemas:

- Telecontrol
- Protección
- Telemedida

Telecontrol

La función de este es actuar sobre el sistema de conexión de la instalación fotovoltaica con la red para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Se comunicará con el Centro de Control para adquirir y controlar las siguientes señales:

- Posición del dispositivo de la interconexión.
- Orden de apertura del dispositivo de la interconexión desde el Centro de Control.
- Orden de cierre del dispositivo de la interconexión desde el Centro de Control.

Protecciones

Todas las instalaciones fotovoltaicas estarán dotadas de un sistema de protecciones y un interruptor automático DYR (Interruptor Automático de Red) para permitir la desconexión en caso de una falta en la red o en la instalación fotovoltaica provocando la desconexión del mismo.

El interruptor DYR estará dotado de un automatismo que permitirá su reposición de forma automática si su apertura se ha producido por actuación de las protecciones voltimétricas. El automatismo permitirá el cierre si se cumplen las siguientes condiciones:

- Presencia de tensión de red, estable como mínimo 3 minutos.
- No existe actuación de las protecciones 50/51.
- No existe orden de disparo y bloqueo del Centro de Control.

El automatismo bloqueará el cierre por actuación de las protecciones de sobreintensidad (50/51) asociadas al interruptor DYT y cuando se envíe una orden de disparo desde el Centro de Control, hasta que éste establezca la autorización de cierre enviando una orden de desbloqueo. Si la apertura del interruptor DYT se produce manualmente por personal de la instalación fotovoltaica, el automatismo quedará deshabilitado.

A continuación, se enumeran y describen brevemente las características de estas protecciones:

-Relé 27:

Un relé trifásico o tres relés monofásicos de mínima tensión conectados entre fases. Detectan las faltas entre fases que se producen en la red y provocan el disparo. Cada relé dispondrá de disparo temporizado, regulable entre 0,1 y 1 seg. Nivel de ajuste en 0,6 seg.

-Relé 59:

Un relé de máxima tensión conectado entre fases para detectar funcionamiento en red separada y provocar disparo. Cada relé dispondrá de disparo temporizado, regulable entre 0,1 y 1 segundos. Nivel de ajuste en 0,6 seg. Regulación 110% de la tensión media de la red entre fases.

-Relé 59V:

Dependiendo del punto de conexión y/o explotación de red, se podrá exigir, por parte de la compañía distribuidora, un relé de máxima tensión conectado entre fases para desconectar la instalación fotovoltaica en el caso de que éste produzca una tensión, en el punto de conexión con la Compañía Eléctrica, superior al 7%.

-Relé 64:

Un relé de máxima tensión homopolar para detectar faltas a tierra en la red y provocar disparo. Dicho relé irá conectado a un triángulo abierto dispuesto para tal efecto en el secundario del transformador de tensión para protección.

-Relés 81m y 81M:

Relés de máxima y mínima frecuencia para detectar funcionamiento en red aislada. El relé dispondrá de disparo temporizado, regulable entre 0,1-3 seg y un margen de frecuencia entre 48 y 1 Hz. Nivel de ajuste en 3 y 0,2 seg respectivamente.

-Relés 51/50:

Dos relés de fase y uno de neutro de máxima intensidad, tiempo inverso, con unidad instantánea y temporizada para detectar faltas en la instalación y provocar el disparo del interruptor de interconexión. El rango de la unidad de disparo instantáneo de fase permitirá su ajuste para el 130% de la intensidad de falta en el lado secundario del transformador de potencia.

-Relé Anti-isla (RA1):

La función de esta protección es evitar el funcionamiento en isla, sobre parte del mercado de Iberdrola Distribución Eléctrica, en el caso de apertura del interruptor de cabecera.

Telemedida

El R.D.1578/2008 indica que se podrán establecer requisitos técnicos y de calidad a las instalaciones fotovoltaicas para contribuir a la seguridad del suministro.

Con objeto de dar fiabilidad al sistema, los operadores de la red de distribución necesitan información si la instalación fotovoltaica se encuentra produciendo y para esto es necesario una remota que permita adquirir las siguientes medidas:

- Potencia activa de la instalación fotovoltaica mediante medida analógica bidireccional.
- Potencia reactiva de la instalación fotovoltaica mediante medida analógica bidireccional.
- Tensión de la instalación fotovoltaica mediante medida analógica.

La remota y comunicaciones serán homologadas y normalizadas. Se ubicarán en la instalación fotovoltaica y se comunicará con el Centro de Control.

La instalación garantizará la operatividad permanente del equipamiento.

Mantenimiento

Los criterios de mantenimiento serán los siguientes:

Por parte del titular de la instalación fotovoltaica de todos los equipos de telecontrol, protecciones y telemedida instalados en sus instalaciones.

Por parte de la empresa distribuidora de todos los elementos de telecontrol, telemedida y aparellaje propiedad de la instalación fotovoltaica, así como los OCR (Órganos de Corte en Red) telemandados en el punto de conexión.

Transformadores de protección y medida

Transformadores de tensión

Se instalarán dos juegos de tres transformadores inductivos monofásicos conectados fase-tierra y situados a cada lado del interruptor. Un juego, con doble devanado conectado del lado de línea, dedicados al sistema de protecciones, mientras que el segundo juego, con tres devanados y conectado después del interruptor, se dedicarán: uno de los devanados se utilizará exclusivamente para alimentar al equipo de medida de facturación, otro devanado para la medida propia de la instalación fotovoltaica y el tercer devanado para la conexión de triángulo abierto. Las características de los mismos serán:

- Tensión primaria de acuerdo con la tensión de la red y con la norma NI 72.54.01 en vigor.
- Tensión secundario para protección: 110:√3 V y 110:3 V. El devanado de 110:3 se conectará en triángulo abierto para alimentar al relé de tensión homopolar (64) y se instalará una resistencia para protección contra sobretensiones por ferresonancia.
- Tensión secundario para medida: 110:√3, 110:√3 y 110:3 V. El devanado de 110:3 V se utilizará para conectarlo en triángulo abierto a una resistencia para protección contra sobretensiones por ferresonancia.
- Clase de Precisión: 0,2 ó ≤0,5 para medida de facturación, 0,5 para medida local, 0,5 para protección y 3P para ferresonancia.
- Potencia de Precisión: según NI 72.54.01 para medida y protección, debiendo ajustarse el consumo de los secundarios según lo dispuesto en ITC's.

Transformadores de intensidad

Se instalará un juego de tres transformadores de intensidad según normas NI de las siguientes características:

- Intensidad primaria en función de la máxima intensidad intercambiada y requisitos de protección, así como la norma NI 72.54.01 en vigor.

- Intensidad secundaria: 1 A ó 5 A para devanado de protección, 5 A para devanado de medida de facturación y 1 A ó 5 A para medida local.

- Tres devanados independientes, uno para medida de facturación, otro para medida de la instalación fotovoltaica y la requerida por Iberdrola y el tercer devanado para protección.

- Clase de Precisión: 0,2 seg ó 0,5 seg para medida de facturación, 0,5 seg para medida local y 5P10 para protección.

- Los transformadores quedarán conectados a tierra cumpliendo las prescripciones reglamentarias.

Condiciones para la puesta en servicio

Para la conexión de la instalación fotovoltaica a la red son necesarios previamente los siguientes requisitos:

- Protecciones y control: una vez aprobado el proyecto por parte del Organismo de Certificación Acreditado (OCA) y tras la aceptación de la empresa distribuidora, la OCA realizará las pruebas de la instalación que incluyen:

- Inspección de que la instalación se ajusta al proyecto.

- Pruebas de protecciones las cuales se realizarán a nivel de conjunto inyectando tensiones e intensidades en las bornes de entrada al armario de protecciones y verificando para cada relé la actuación directa del interruptor de interconexión.

- Verificación de temporización de reconexión.

- Verificación del equipo de teledisparo.

Protecciones y cableado

La instalación cumple con todas las consideraciones técnicas expuestas en el R.D.1663/2000, por lo que contará con los siguientes elementos:

- Contador de entrada para control de consumo de energía del generador fotovoltaico.

- Contador de salida que medirá la energía eléctrica cedida a la red.

- Seccionador-fusible por cada una de las ramas CC que unen los módulos fotovoltaicos con el cuadro de CC correspondiente.

- Interruptor automático diferencial para protección de las personas contra derivaciones de algún elemento de la parte de alterna de la instalación.

-Interruptor automático de interconexión para la conexión-desconexión automática de la instalación en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red. La temporización de reconexión a la red cuando vuelva a existir tensión en la línea será como mínimo de 3 minutos.

-Los ajustes deben cumplir las especificaciones fijadas en el R.D.1663/2000, para los relés de frecuencia y tensión, que son:

Frecuencia: 51 a 49 HZ

Tensión: 1,1 V_m a 0,85 V_m

-Transformador de aislamiento, en el caso de que el propio inversor realice la función de separación galvánica, y que en ese caso, deberá adjuntarse un certificado que pruebe dicha característica.

Se tendrán además en cuenta en la instalación, los siguientes puntos con objetivo de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal:

-Todos los equipos instalados a la intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP65 y los de interior IP32.

-Todos los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior a 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

-Según especificaciones del Pliego de Condiciones del IDAE.

-Los conductores serán adecuados al uso de intemperie, al aire o enterrado según UNE 211123 [12].

-Los marcos de las estructuras de los módulos y sus soportes se conectarán a tierra según la vigente normativa de estas instalaciones, es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

Conexión a red

La legislación exige que la conexión de centrales fotovoltaicas se atenga a dos condiciones:

- Garantizar la seguridad de las personas en cualquier circunstancia.
- No afectar ni a la operación ni a la integridad de otros equipos conectados a ella.

Es, por tanto, muy importante asegurar que la instalación no tenga un funcionamiento en isla. Para ello el inversor utilizado realiza una vigilancia continua de la red en tensión y frecuencia desconectándose de la misma cuando las variaciones que presenten tales parámetros se encuentren fuera de los umbrales fijados en el R.D. 436/2004 y en el R.D. 1663/2000.

El generador fotovoltaico presenta una configuración flotante en la parte de continua con ambos polos aislados de tierra. Esta configuración elimina toda posibilidad de que a través del sistema fotovoltaico se establezcan conexiones entre el neutro de la alimentación y la tierra.

Adicionalmente existe separación galvánica entre la central fotovoltaica y la red gracias a un transformador de aislamiento galvánico.

En cuanto al modo de conexión será trifásica, garantizando una alta calidad de la señal generada ya que el inversor presenta una distorsión armónica $<3\%$ y permite seleccionar el $\cos \phi$.

Página dejada en blanco intencionadamente

II. PLIEGO DE CONDICIONES

Este Pliego de Condiciones Técnicas se elabora de acuerdo con las directrices dictadas por el Departamento de Energía Solar del IDAE.

Objeto

Su finalidad es mostrar las condiciones mínimas que deberá la instalación fotovoltaica proyectada en cuanto a suministro y montaje, sirviendo de guía para los instaladores y fabricantes de equipos, definiendo especificaciones mínimas que debe cumplir la instalación para asegurar su calidad.

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores) como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Equipos

Generador fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos especificados para ésta aplicación son los indicados en la Tabla que se muestra a continuación.

En caso de que por imperativos del mercado hubiera que utilizar otro tipo de módulos, y para evitar efectos derivados de una dispersión de parámetros, todos los paneles montados han de estar catalogados con una calidad similar.

A continuación se describen las características principales del módulo fotovoltaico que se instalará en el presente proyecto:

Tabla II.1. Características eléctricas del módulo fotovoltaico

Fabricante	SUNPOWER
Modelo	225
Potencia (W)	225
Intensidad de cortocircuito (A)	5,87
Tensión en circuito abierto (V)	48,5
Tensión de máxima potencia (V)	41,0
Intensidad de máxima potencia (A)	5,49

Tabla II.2. Características constructivas del módulo fotovoltaico

Peso	15,0 Kg
Largo	1.559 mm
Ancho	798 mm
Espesor	46 mm

Este módulo está especialmente diseñado para aplicaciones de conexión a red. El módulo está fabricado con células de silicio monocristalino de elevado rendimiento, incorporando un vidrio de gran transmisividad. Estas características hacen que su rendimiento medido en condiciones CEM (Condiciones Estándar de Medida) se sitúe en torno al 18%.

Los módulos fotovoltaicos incluirán de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie traceable a la fecha de fabricación.

Las cajas de conexión de los módulos fotovoltaicos llevarán diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65. Los marcos laterales serán de aluminio anodizado Tipo 6063.

Inversor

El inversor utilizado será del tipo de conexión a la red eléctrica con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas del inversor son las siguientes:

- Principio de funcionamiento: Fuente de corriente.
- Autoconmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en isla o modo aislado.

El inversor cumplirá la siguiente normativa:

- Marcado CE.
- Directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y compatibilidad electromagnética.
- R.D.1663/2000.
- R.D.436/2004.

La tensión máxima en continua admitida por el inversor no será inferior a 750 V. Por su parte la intensidad máxima de entrada debe ser superior a 150 A.

El inversor será capaz de admitir una potencia de campo fotovoltaico superior en al menos un 10% a su potencia nominal.

El inversor entregará potencia a la red de forma continuada a partir de condiciones de irradiancia solar de un 10 % de las CEM.

La tensión nominal de salida del inversor será trifásica 400 Vca. Las protecciones de tensión del inversor están taradas para valores de 0,85 y 1,1 referidos a dicha tensión nominal.

El valor de rendimiento europeo será superior al 94%.

El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95 entre el 25 y el 100% de la potencia nominal.

El autoconsumo del inversor en modo nocturno será inferior al 0,5% de su potencia nominal.

El inversor estará garantizado para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0°C y 50°C de temperatura y 5% a 85% de humedad relativa. El inversor tendrá un grado de protección mínima IP 20.

El inversor incorporará protecciones frente a las siguientes incidencias:

- Funcionamiento en modo isla.
- Variaciones de tensión de red ($0,85 V_n$ - $1,1 V_n$). Esta protección será inaccesible para el usuario.
- Variaciones de tensión de red (49 Hz - 51 Hz). Esta protección será inaccesible para el usuario.
- Cortocircuitos en alterna.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- Sobretensiones en CC y CA mediante varistores o similares.
- Polarización inversa.
- Fallo de aislamiento en CC.
- Sobretemperaturas.

El inversor incluirá un transformador de aislamiento galvánico de 50 Hz que garantice una correcta separación galvánica entre el campo fotovoltaico y la red de distribución. En caso de conexión a red a través de transformadores de MT, el propio transformador de conexión a red puede actuar como aislamiento galvánico entre la red y la instalación fotovoltaica. En estos casos, y si la compañía eléctrica lo permite, no sería necesaria la incorporación de un transformador de aislamiento galvánico dentro del inversor.

El inversor se conectará a tierra.

A la hora de realizar el montaje del inversor, se respetará una distancia mínima de 0,6 m desde la parte posterior del inversor hasta la pared del prefabricado de forma que no haya problema para abrir la puerta trasera del inversor.

Para el presente proyecto el inversor seleccionado figura en la siguiente tabla:

Tabla II.3. Características principales del inversor

Fabricante	SIEMENS
Modelo	SINVERT 1000 MS
Potencia (kW)	1.116

Edificio del inversor

Características mecánicas

El inversor irá alojado en prefabricados de hormigón. Dispondrán de un suelo con capacidad portante suficiente para soportar el peso de los inversores (3 x 2.025 kg) que vayan a colocarse y un falso suelo (suelo técnico) de unos 40 cm. Será necesario que en el suelo bajo cada cuerpo del inversor haya un hueco de cómo mínimo 0,30 x 0,30 metros que permita el paso del cableado y de aire para una mejor refrigeración.

Este hueco podrá estar cubierto con tramex.

Dimensiones

Longitud interior útil: Suficiente para ubicar los inversores especificados + 1 m adicionales (mínimo)

Altura interior mínima: 2,80-2,90 m

Anchura interior mínima: 2,4 m

Accesos

Los accesos deberán permitir el paso de personas y/o el del inversor en función de cómo se introduzcan los inversores en el prefabricado. El material de la puerta de acceso estará fabricado en chapa de acero galvanizado recubierta con pintura epoxy poliéster.

Los prefabricados deberán tener unos huecos para paso de tubos en la parte del falso suelo, tanto en la pared delantera como en la trasera.

Refrigeración

Si el inversor no lleva extractor incorporado, se instalará (sobre el armario derecho del inversor, visto desde el frente) un extractor monofásico SODECA o similar convenientemente dimensionado para hacer circular un caudal de 3 x 5.400 m³/h (libre de pérdida de cargas) por el interior del equipo.

Igualmente se instarán las conducciones necesarias para garantizar dicha circulación y evacuar el aire al exterior del prefabricado. Tanto el propio extractor como los conductos se diseñaran de forma que permitan una sencilla sustitución en caso de avería.

En el caso de que el inversor incorpore un extractor se realizará una canalización desde el propio inversor hasta una rejilla en la pared del prefabricado por la cual se expulsará el aire al exterior.

Se puede dimensionar un sistema de refrigeración complementario, preferiblemente con extractores o impulsores de sala, que garantice que la temperatura en el interior del prefabricado no supere nunca la temperatura ambiente exterior. El sistema de refrigeración complementario se activará siempre que la temperatura en el interior del prefabricado sea superior a 30°C.

Rejillas de ventilación

Las rejillas utilizadas en el prefabricado estarán formadas por láminas en forma de "V" invertida que impidan la entrada de lluvia en el interior del prefabricado.

Adicionalmente las rejillas dispondrán de malla anti-insectos.

Protección contra incendios

Se instalará al menos un extintor de CO₂ de eficacia mínima 21B ubicado junto a la puerta de entrada.

Iluminación

El prefabricado irá equipado con los puntos de luz necesarios para conseguir un nivel de iluminación mínimo de 300 lux así como una luz de emergencia de autonomía no inferior a 1 hora y que proporcione un nivel mínimo de iluminación de 5 lux, colocada encima de la puerta. Los puntos de luz se colocarán de tal forma que tanto la parte frontal como posterior de los inversores quede perfectamente iluminada.

Acabado

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura de color blanco en las paredes, y marrón en el perímetro de las cubiertas o techo, puertas y rejillas de ventilación.

Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión.

Cuadros eléctricos

Todos los equipos eléctricos instalados en el prefabricado deberán estar protegidos según marca el REBT. Estas protecciones conformarán un cuadro de baja tensión de interior situado junto a la puerta del prefabricado. Además este cuadro dispondrá de una toma de corriente a 230 V.

El cuadro dispondrá de protección magnetotérmica y diferencial independiente por cada uno de los siguientes circuitos: circuito de alumbrado de servicio, circuito de alumbrado de emergencia, circuito de refrigeración y circuito de extracción, así como un interruptor general de entrada al cuadro de BT.

Estructura soporte

La estructura soporte se diseñará con la inclinación, sobre la horizontal, indicada en la memoria, de forma que los módulos fotovoltaicos optimicen la producción energética a lo largo de todo el año. Las estructuras se colocarán orientadas hacia el sur.

Para el cálculo de la estructura, que requiere integración arquitectónica o bien van situadas en edificios, se asegurará un buen anclaje del generador fotovoltaico resistiendo con los módulos instalados, a sobrecargas de sismo, viento y nieve de acuerdo a lo especificado en el DB-SE-AE del Código Técnico de la Edificación.

En los casos en los que la estructura metálica vaya situada sobre suelo, como suele ser habitual en los denominados huertos solares, ésta será calculada considerando unas cargas que aseguren un buen anclaje del generador fotovoltaico ante condiciones meteorológicas adversas.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante. Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo. Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre otros módulos.

Cualquiera de las partes metálicas que formen parte de la estructura estarán fabricada en acero galvanizado en caliente por inmersión de acuerdo a norma UNE 1461. Siempre que se cuente con la aprobación del Responsable de Proyecto podrán utilizarse estructuras fabricadas en aluminio o material similar que presente gran resistencia frente a acciones agresivas de agentes ambientales, fundamentalmente fenómenos de corrosión. En cualquier caso, el material con que esté fabricada la estructura soporte debe presentar un escaso mantenimiento y asegurar una larga vida a la intemperie. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo (siempre que sea posible) antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

En caso de uniones atornilladas, la tornillería de la estructura soporte será de acero galvanizado en caliente. Los tornillos, tuercas y arandelas cumplirán los requisitos de calidad y tolerancia adecuados. A la hora de realizar uniones atornilladas, las superficies de las piezas en contacto deberán estar perfectamente limpias de suciedad, herrumbre o grasa. Las tuercas se apretarán con el par nominal correspondiente.

En caso de existir uniones soldadas serán realizadas mediante soldadura FCAW, debiendo quedar las superficies soldadas perfectamente limpias de escoria. El proceso de soldadura se realizará antes de galvanizar la estructura.

Se dejará una distancia de separación determinada entre filas de estructuras consecutivas para evitar el sombreado entre ambas y la consecuente disminución de eficiencia.

Si fuese necesaria la realización en obra de cualquier trabajo mecánico sobre la estructura (taladros, cortes, etc.), los daños que pudiesen producirse en el galvanizado deberán ser reparados mediante la aplicación de pintura tipo epoxi o similar rica en zinc, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Taladrar/cortar los perfiles metálicos en los puntos seleccionados. El taladro/corte debe ser lo más limpio y homogéneo posible, realizándose el número mínimo de taladros/cortes que permitan solucionar el problema existente.

- Limpiar totalmente la zona del taladro/corte mediante los medios mecánicos adecuados (lijas, limas etc.) asegurándose que no quedan rebabas ni restos metálicos, de oxidación o de galvanizado de forma que el metal quede perfectamente limpio.

- En la zona donde se ha realizado el taladro/corte aplicar un tratamiento anticorrosión con pintura rica en zinc (mínimo 95%) de un espesor mínimo de 75 micras.

- Una vez montada la pieza mecanizada, se aplicará otra capa de pintura rica en zinc (mínimo 95%) y espesor mínimo de 75 micras.

En cualquier caso, la realización de taladros, cortes o cualquier otro tipo de manipulación sobre la estructura metálica debe contar con la aprobación del Responsable de Proyecto.

La estructura soporte de los módulos, fotovoltaicos o térmicos, será realizada a partir de perfiles laminados en caliente o perfiles conformados en frío.

El acero empleado en los perfiles laminados que constituyen la estructura metálica será laminado en caliente de acuerdo a lo especificado en las normas UNE 37-501 y UNE 37-508 y posteriormente galvanizado en caliente será según norma UNE EN ISO 1461.

Las características del acero laminado serán:

–Acero S 275 JR

–Límite elástico 2.750 Kg/cm²

Las tolerancias de espesor en perfiles laminados deberán ajustarse a lo prescrito en el DB-SE-A del Código Técnico de la Edificación, así como el marcado.

Para la fabricación de los perfiles conformados que constituyan la estructura, se utilizará chapa en acero S 235 galvanizada de acuerdo a normas UNE EN ISO 10142 y 10147. Si el espesor de la pieza a conformar es igual o superior a 3mm, se procederá a realizar el conformado en acero negro y posteriormente se galvanizará en caliente siguiendo la norma UNE EN ISO 1461.

El fabricante debe garantizar las características mecánicas y la composición química de los productos que suministre. Las condiciones técnicas de suministro de los productos serán objeto de comercio entre el consumidor y el fabricante y se ajustarán a lo que establece en el DB-SE-A del C.T.E y en la norma UNE 36007.

El Responsable de Proyecto determinará la necesidad o no de realizar ensayos de recepción. En caso de ser necesarios, se realizarán en cada partida dividiéndose en unidades de inspección según la norma UNE 36080. Cada unidad de inspección se compondrá de productos de la misma serie y la misma clase de acero.

Las muestras para la preparación de probetas utilizadas en los ensayos mecánicos, o para el análisis químico se tomarán de productos de la unidad de inspección sacados al azar según las normas UNE 36300 y UNE 36400.

Las estructuras soporte serán puestas a tierra, entendiendo que esta ha de ser una tierra distinta de la tierra de la empresa distribuidora. La finalización de este trabajo implica una íntegra perforación de pica de tierra y, en lugares de acceso frecuente, una cubrición apropiada de ésta. Igualmente cada estructura ha de ir conectada directamente a tierra, sin pasar por ningún otro elemento metálico intermedio.

Instalación eléctrica

Clasificación eléctrica

En general la instalación fotovoltaica está situada a la intemperie, por lo que la clasificación del local será la de “Local mojado”.

De acuerdo con la ITC-BT-030, las instalaciones en locales mojados cumplirán los siguientes requerimientos:

–Las canalizaciones serán estancas, utilizándose para terminales, empalmes o conexiones de las mismas, sistemas y dispositivos que ofrezcan un grado de estanqueidad mínima de IP54.

–Consecuentemente, todas las cajas de conexiones y cuadros eléctricos, situados en el exterior presentarán un grado de estanqueidad, de como mínimo IP54.

–El acceso a las cajas o cuadros se realizará mediante prensaestopas cuyo grado de estanqueidad no comprometerá el grado de estanqueidad del conjunto. En general serán como mínimo del mismo grado de estanqueidad de la envolvente.

–Los conductores tendrán una tensión asignada de 450/750 V.

–Todos los circuitos dispondrán de los adecuados elementos de protección en origen.

Conductores aislados fijados directamente sobre la estructura soporte

Estas instalaciones se realizarán con cables de tensiones asignadas no inferiores a 0,6/1 kV, provistos de aislamiento y cubierta.

La instalación transcurrirá por una zona no accesible al público y sin riesgo de daño mecánico.

Los conductores se dispondrán aprovechando el interior de los perfiles metálicos de la estructura evitando en la medida de lo posible su exposición al sol y el paso por aristas cortantes, teniendo en cuenta las siguientes prescripciones de montaje y ejecución:

–Se fijarán sobre las estructuras por medio de bridas, abrazaderas, o callares de forma que no perjudiquen las cubiertas de los mismos.

–Con el fin de que los cables no sean susceptibles de doblarse por efecto de su propio peso, los puntos de fijación de los mismos estarán suficientemente próximos. La distancia entre dos puntos de fijación sucesivos, no excederá de 0,40 metros.

–Se evitará curvar los cables con un radio demasiado pequeño y salvo prescripción en contra fijada en la Norma UNE correspondiente al cable utilizado, este radio no será inferior a 10 veces el diámetro exterior del cable.

–Los cruces de los cables con canalizaciones no eléctricas se podrán efectuar por la parte anterior o posterior a éstas, dejando una distancia mínima de 3 cm entre la superficie exterior de la canalización no eléctrica y la cubierta de los cables cuando el cruce se efectúe por la parte anterior de aquella.

–La conexión de los cables en cualquier tipo de cuadro eléctrico presente en la instalación fotovoltaica o en el interior de los inversores se realizará mediante la utilización de conectores que permitan una interconexión segura.

–Los extremos de los cables serán estancos cuando las características de los locales o emplazamientos así lo exijan, utilizándose a este fin cajas u otros dispositivos adecuados. La estanqueidad podrá quedar asegurada con la ayuda de prensaestopas que estarán debidamente dimensionados de acuerdo a la sección de cable a utilizar.

–Los empalmes y conexiones se harán por medio de cajas o medios equivalentes que aseguren a la vez la continuidad de la protección mecánica establecida, el aislamiento y la inaccesibilidad de las conexiones y permitiendo su verificación en caso necesario. El grado de estanqueidad será como mínimo de IP54.

Canalizaciones subterráneas

Los conductores irán entubados bajo zanja para realizar la interconexión de cajas de conexiones entre estructuras y para conducir la potencia total del generador fotovoltaico hasta el inversor, de acuerdo a lo especificado en el apartado de cableado de la instalación.

Antes de comenzar los trabajos, se marcarán en el pavimento las zonas donde se abrirán las zanjas, marcando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se dejen llaves para la contención del terreno.

Antes de proceder a la apertura de zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto. Al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva con arreglo a la sección del conductor o conductores que se vayan a canalizar.

Siempre que se realice cualquier tipo de zanja se realizarán arquetas “in situ” o prefabricadas para facilitar la tirada de cable por los tubos en todos los codos o cambios de dirección, y para tramos rectos se realizará una arqueta cada 40 metros o si estuviera justificado a una distancia menor, de forma que facilite la instalación del cable.

Se podrán instalar varios tubos por zanja, teniendo en cuenta que cada tubo recogerá el cableado de una sola asociación serie-paralelo (16X2=32 módulos). Si hay una asociación de tubos de distinta sección, se dejará siempre en el nivel superior los tubos de menor sección, respetando que la distancia mínima entre la parte inferior del tubo superior y la superficie del terreno sea de 0,7 m como se estimo en el apartado de cableado.

En este tipo de aplicación se sellarán las entradas de los tubos con espuma epoxi o yeso quedando los tubos por la parte superior para evitar la entrada de agua y roedores.

Tanto la salida como la entrada de cable a la zanja desde la estructura se harán mediante un pasatubos flexible grapado al terreno u hormigonado en la propia zapata de la estructura. La situación de los tubos en la arqueta será la que permita el máximo radio de curvatura.

El Contratista será responsable de los hundimientos que se produzcan por la deficiente realización de esta operación y, por lo tanto, serán de su cuenta las posteriores reparaciones que tengan que ejecutarse.

La carga y transporte a vertederos de las tierras sobrantes está incluida en la misma unidad de obra con objeto de que el apisonado sea lo mejor posible.

Zanjas para líneas BT (continua y/o alterna)

Estas zanjas se utilizarán para canalizar líneas de baja tensión (CC o CA) entubadas.

Se intentarán evitar los cruces con caminos o arroyos y, si los hubiera, deberán hacerse perpendiculares al eje del camino.

Los cables se alojarán en zanjas de 0,8 a 1,10 metros de profundidad y de 0,5 a 0,7 metros de anchura, dependiendo el número y diámetro de los tubos.

El lecho de zanja deberá ser liso y estar libre de aristas vivas, cantos y piedras. En el mismo se colocará una capa de arena de mina o de río lavada, limpia y suelta, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, y el tamaño del grano estará comprendido entre 0,2 y 3 mm, de un espesor mínimo de 0,1 metros, que cubrirá el electrodo de tierra.

Sobre este lecho se depositarán los tubos necesarios situando en el fondo de la zanja los tubos por los que discurran los cables de mayor tensión, y en la parte superior los de menor tensión o de control, si los hubiera. Seguidamente se colocará una capa de arena, limpia y suelta, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, de un espesor mínimo de 0,30 m por encima de los tubos envolviéndolos completamente.

A continuación se tenderá una capa de tierra procedente de la excavación, con tierras de préstamo de arena, todo-uno o zahorras, apisonada por medios manuales. Sobre esta capa de tierra y a una distancia mínima

del suelo de 0,15 metros y 0,30 metros de la parte superior del cable, se colocará una cinta de señalización como advertencia de la presencia de cables eléctricos. Por último se rellenará la zanja con tierra compactada de la excavación o zahorra todo-uno hasta nivelación con el terreno.

Paso de caminos o zona de vehículos pesados

Cuando se atraviesen caminos o zonas de paso de vehículos pesados se intentará que crucen perpendicularmente. Para cruzar zonas en las que no sea posible o suponga graves inconvenientes y dificultades la apertura de zanjas, pueden utilizarse máquinas perforadoras “topos” de tipo impacto, hincadota de tuberías, taladradora de barrena.

Cuando se realicen zanjas, éstas deberán tener una profundidad mínima de 1,2 metros, e irán reforzadas mediante una capa de hormigón HM-150 que cubrirá los tubos hasta 0,10 metros sobre los mismos, para a continuación compactar una capa de arena, limpia y suelta, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, de un espesor mínimo de 0,20 m.

Cruzamientos y paralelismos

Para realizar los cruzamientos y paralelismos entre diferentes líneas de energía eléctrica hay que ceñirse a lo estipulado en el REBT en la ITC-07 para redes subterráneas de baja tensión.

Cuando se produzcan cruzamientos de cables de baja tensión con cables de alta tensión, se procurará que los de baja tensión discurren por encima de los de alta.

La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será: 0,25 metros con cables de alta o media tensión y de 0,10 metros con cables de baja tensión. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a 1 metro.

Estas distancias se deben respetar cuando el cable instalado vaya enterrado. En el caso de que los cables vayan entubados simplemente se colocarán las líneas de baja por encima de las de alta tensión.

Cuando se produzcan paralelismos o proximidad entre cables de baja tensión, se procurarán mantener una distancia mínima de 0,10 metros con otros cables de baja tensión, y 0,25 metros con cables de media o alta tensión. Estas distancias se deben respetar cuando el cable instalado esté directamente enterrado si va enterrado no es necesario respetarlas.

Cableado

Los conductores utilizados se regirán por las especificaciones del proyecto.

Los conductores para la interconexión de los módulos fotovoltaicos y el inversor, (generación de corriente continua), tendrán las siguientes características:

Conductor de cobre:

Tensión nominal: 0,6/1 kV

Conductor: Cobre electrolítico recocido

Tipo: Flexibilidad clase 5 S/UNE 21022

Formación: Unipolares

Aislamiento: Polietileno Reticulado (XLPE) tipo DIX3

Cubierta: PVC o Polimérica

Instalación: Intemperie

Normativa de aplicación: UNE 21123-2 / 21123-4

Denominación genérica: RV-K - RZ1-K

Los conductores para la interconexión del inversor con la red, (generación de corriente alterna), tendrán las siguientes características:

Tensión nominal: 0,6/1 kV

Conductor: Cobre electrolítico

Tipo: Flexibilidad clase 5 S/UNE 21022

Formación: Unipolares

Aislamiento: Polietileno Reticulado (XLPE) tipo DIX3

Cubierta: Polimérica “cero halógenos”

Instalación: Intemperie

Normativa de aplicación: UNE 21123-4

Denominación genérica: RZ1-K

La conexión entre el contador y la CGP correspondiente se realizará siempre con cable libre de halógenos RZ1-K.

Estas características se aplicarán a todos los conductores de potencia, salvo que se especifique otro tipo en los planos o mediciones.

En la parte de continua, los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Para realizar todas las conexiones, tanto en las cajas como en los cuadros eléctricos, se deberán usar conectores apropiados para evitar holguras y asegurar una adecuada fijación de la punta de cable.

Los criterios para el dimensionado de los cables están expuestos en el apartado de cálculos eléctricos.

Tendido de cables

Los cables deben ser siempre desenrollados y puestos en su sitio con el mayor cuidado evitando que sufran torsión, hagan bucles, etc., y teniendo siempre en cuenta que el radio de curvatura del cable debe ser superior a 20 veces su diámetro durante su tendido y superior a 10 veces su diámetro una vez instalado. En todo caso el radio de curvatura del cable no debe ser inferior a los valores indicados en las Normas UNE correspondientes relativas a cada tipo de cable.

Cuando los cables se tiendan a mano, los operarios estarán distribuidos de una manera uniforme a lo largo de la zanja. También se puede tender mediante cabrestantes tirando del extremo del cable al que se le habrá adoptado una cabeza apropiada y con un esfuerzo de tracción por milímetro cuadrado de conductor que no debe pasar del indicado por el fabricante del mismo. Será imprescindible la colocación de dinamómetros para medir dicha tracción.

El tendido se hará obligatoriamente por rodillos que puedan girar libremente y contruidos de forma que no dañen el cable. Durante el tendido se tomarán precauciones para evitar que el cable sufra esfuerzos importantes, golpes y/o rozaduras.

No se permitirá desplazar lateralmente el cable por medio de palancas u otros útiles, deberá hacerse siempre a mano. Sólo de manera excepcional se autorizará desenrollar el cable fuera de la zanja, siempre bajo la autorización del Responsable de Proyecto.

No se dejará nunca el cable tendido en una zanja abierta sin haber tomado antes la precaución de cubrirlo con una capa de 10 cm de arena fina y la protección de rasilla. La zanja en toda su longitud deberá estar cubierta con una capa de arena fina en el fondo antes de proceder al tendido del cable.

En ningún caso se dejarán los extremos del cable en la zanja sin haber asegurado antes una buena estanquidad de los mismos.

Cuando dos cables que se canalicen vayan a ser empalmados, se solaparán al menos en una longitud de 0,50 m.

Las zanjas se recorrerán con detenimiento antes de tender el cable para comprobar que se encuentran sin piedras u otros elementos duros que puedan dañar a los cables en su tendido.

Si con motivo de las obras de canalización aparecieran instalaciones de otros servicios, se tomarán todas las precauciones para no dañarlas, dejándolas al terminar los trabajos en las mismas condiciones en que se encontraban primitivamente.

Si involuntariamente se causara alguna avería en dichos servicios, se avisará con toda urgencia al Responsable de Proyecto y a la Empresa correspondiente con el fin de que procedan a su reparación. El encargado de la obra por parte del Contratista deberá conocer la dirección de los servicios públicos, así como su número de teléfono para comunicarse en caso de necesidad.

En el caso de canalizaciones con cables unipolares:

- Se recomienda colocar en cada metro y medio por fase y neutro unas vueltas de cinta adhesiva para indicar el color distintivo de dicho conductor.

- Cada metro y medio, envolviendo las tres fases y el neutro en BT, se colocará una sujeción que agrupe dichos conductores y los mantenga unidos.

Una vez tendido el cable, los tubos se taparán con yute y yeso, o espuma epoxi de forma que el cable quede en la parte superior del tubo.

Caja de conexiones

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material plástico resistente incombustible o metálicas, en cuyo caso estarán aisladas interiormente y protegidas contra la oxidación. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener.

El nivel de protección será IP65 según UNE EN ISO 20234.

Caja de subcampos

Estas son las cajas encargadas de interconectar las diferentes series que componen el campo fotovoltaico.

Las cajas de irán fijadas a la estructura, y servirán para las conexiones entre conductores. Presentarán las siguientes características mínimas:

Envolvente

- Material de poliéster reforzado con fibra de vidrio aislante y autoextinguible.
- Resistencia a llama y calor anómalo de 650°C según CEI 60695-2-1.
- Grado de protección IP65 según CEI 602259, IK09 según 50102.
- Doble aislamiento clase II y resistencia a agentes químicos y atmosféricos

Equipamiento

- Embarrados positivo y negativo de pletinas de cobre de cómo mínimo 20 x 5 mm y longitud variable en función de las necesidades, con taladros suficientes para permitir el interconexionado.

- Bases portafusibles seccionables de hasta 750 V y fusibles de baja tensión aptos para corriente continua de tipo cilíndrico de 10 A SIMON o similar (calibre siempre el doble de la Icc del panel) y tensión de hasta 750 V en continua.

- Cableado de interconexión, entre fusibles y embarrados, realizado con cable de 0,6/1 kV de 50 mm².

- Prensaestopas de poliamida IP66 apto para cable de 0,6/1kV y tamaño adecuado al diámetro de los cables.

- Cada caja llevará en el exterior una identificación que permita identificarla de acuerdo a los planos eléctricos suministrados. La identificación será indeleble.

- El tamaño de las cajas será el adecuado para contener el equipamiento adecuado.

-Los taladros de los prensaestopas presentarán suficiente separación para poder aumentar la sección de cable en caso que sea necesario.

-La entrada de cables en las cajas se realizará siempre por debajo.

-Cuadro de protección y medida.

-Conjunto de protección y medida, totalmente montado e interconectado, instalado en un conjunto de cajas modulares de doble aislamiento, de gran robustez mecánica y construidas con poliéster reforzado con fibra de vidrio y tapas de policarbonato transparente estabilizado a los rayos ultravioleta, no inflamables, no higroscópicas, resistentes a la corrosión, duración ilimitada y mecanizables, siendo las características técnicas las siguientes:

- Autoextinguibilidad, según Norma UNE 53315/75.

- Grado de Protección, IP659 según Norma UNE.

- Resistencia de aislamiento, superior a 5 MΩ.

El conjunto debe incluir los embarrados de conexión entre los diferentes módulos, realizados con pletinas de cobre, y la instalación del conjunto en el prefabricado correspondiente. El conjunto estará compuesto por los siguientes elementos:

Protección

- Interruptor magnetotérmico tetrapolar para tensiones de 400 V marca LEGRAND modelo DX-MA industria o similar de 63 A y poder de corte 25 kA.

-Transformador toroidal de 300 mA marca LEGRAND modelo DX adaptable, o similar.

-Interruptor automático de interconexión.

-Transformador de aislamiento.

Todos los elementos que forman parte del sistema de protección estarán conectados a la red de tierras equipotencial del prefabricado.

Medida

-Caja para la Unidad de medición: conteniendo 1 contador trifásico bidireccional de circuitos de baja tensión multifunción con un mínimo de 3 puertos de comunicaciones (2 RS-232 y 1 óptico), adecuado para medida de energía activa y reactiva, modelo homologado por compañía y las correspondientes bornas de verificación. Esta unidad será precintable.

-Se incluirán transformadores de intensidad para la unidad de medición. Esta unidad será precintable.

-En caso de no disponer de un contador que cumpla todas las características anteriores se instalarán dos contadores en oposición, uno de entrada y otros de salida, según se establece en el R.D.1663/2000.

-La colocación de los contadores, tanto si van agrupados como si son individuales, y las condiciones de seguridad se realizarán de acuerdo a la instrucción MIE-BT-015.

-La caja de medida dispondrá igualmente de tres transformadores de intensidad para la unidad de medición.

-Todos los elementos que forman parte del equipo de medida estarán conectados a la red de tierras equipotencial del prefabricado.

-Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto los de entrada como los de salida de energía, serán precintables. El instalador autorizado sólo podrá abrir los precintos con el consentimiento escrito de la empresa distribuidora. No obstante, en caso de peligro pueden retirarse los precintos sin consentimiento de la empresa eléctrica, siendo en este caso obligatorio informar a la empresa distribuidora con carácter inmediato.

-Los puestos de los contadores se deberán señalizar de forma indeleble, de manera que la asignación a cada titular de la instalación quede patente sin lugar a confusión.

-Edificio para equipos de protección y medida.

-El edificio destinado a alojar en su interior los equipos de protección y medida será una construcción prefabricada de hormigón.

-El prefabricado se situará según especificado en los planos intentando situarlo lo más cerca posible del prefabricado de inversores, los cables entre el edificio de inversores y contadores irán siempre que sea posible enterrados en zanja.

-En el prefabricado de protección y medida irán situados los siguientes equipos:

- Cuadro de protección y medida: constituida por envolvente de poliéster reforzado con fibra de vidrio y policarbonato, IP557 compuesto por un interruptor automático magnetotérmico con diferencial toroidal, y un contador registrador trifásico bidireccional.

- Del cuadro de contador saldrá la LGA (línea general de alimentación) hasta la CGP (Caja general de protección). Esta línea estará constituida por cable de cobre/aluminio libre de halógenos de sección adecuada.

- Caja General de Protección: envolvente de doble aislamiento para intemperie IP65, con bases cortacircuitos y fusibles calibrados para protección de la línea general. Será accesible a la Compañía y estará situada en fachada del prefabricado, o en el interior si la Compañía lo permite. Será precintable y homologada por la Compañía Eléctrica Distribuidora.

El prefabricado irá equipado con los puntos de luz necesarios para conseguir un nivel de iluminación mínimo medio de 300 lux así como una luz de emergencia de autonomía no inferior a 1 hora y que proporcione un nivel mínimo de iluminación de 5 lux, colocada encima de la puerta. Los puntos de luz se colocarán de tal forma que tanto la parte frontal como posterior de los inversores quede perfectamente iluminada.

El cuadro eléctrico de iluminación dispondrá de una toma de fuerza a 220 V.

Las canalizaciones eléctricas, protecciones y cuadros eléctricos correspondientes al sistema de iluminación se realizarán de acuerdo a lo dispuesto en el REBT.

Todas las masas metálicas de los componentes que formen parte integrante del prefabricado estarán puestas a tierra.

Sistema de puesta a tierra

La instalación cumplirá con lo dispuesto en el R.D.1663/2000 sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de tensión, de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de

distribución. Cuando se requiera utilizar cable de tierra aislado se utilizará conductor unipolar H07V-K verde-amarillo de cobre de flexibilidad clase 5, de tensión asignada de 750 V y con aislamiento de PVC.

Se asegurará por parte del instalador una medición de la resistividad del terreno previo al diseño de la red de tierras según recomendaciones y métodos de UNESA. Una vez realizada la instalación de la red de tierras se comprobará que la resistencia de tierras es la adecuada, en caso negativo se comunicará al Responsable de Proyecto que tomará las medidas necesarias para asegurar que la resistencia de tierra cumple con los valores especificados en proyecto.

También se deberá prever al menos un punto accesible de conexión a tierra por red de tierras independiente, para medida de resistencia una vez hecha la instalación.

La resistencia total de tierra vendrá determinada en cada proyecto, en función de las características de la instalación. Como norma general, la citada resistencia debe garantizar que la tensión con respecto a tierra de no supere en caso de fallo de los aislamientos la especificada en el REBT.

La instalación de tierra deberá seguir la recomendaciones del REBT de fijar todas las uniones con el electrodo de cobre de tierra principal enterrado mediante soldadura aluminotérmica tipo Cadwell para asegurar el contacto.

Los electrodos de tierra serán de cobre-acero de 16 mm^2 de diámetro nominal con una longitud por término medio de 2 m. Los electrodos de tierra estarán separados 3 m como mínimo.

Se distinguen dos sistemas de puesta a tierra independientes

- Un sistema de puesta a tierra para la instalación fotovoltaica de corriente continua a la que se unirá la estructura de los módulos.

- Un sistema de puesta a tierra para el sistema de baja tensión de corriente alterna (casetas prefabricadas) que puede ir unido al anterior.

La red principal de tierra estará realizada con cable de cobre recocido, sin cubierta exterior y enterrado directamente. La sección mínima del conductor de tierra será de 35 mm^2 , según menciona el REBT. Esta red conectará los electrodos de tierra para derivar al terreno las cargas eléctricas provenientes de la instalación.

La puesta a tierra de la estructura se realizará mediante conductores conectados al anillo principal de tierra mediante soldadura aluminotérmica (tipo Cadwell). Este conductor será un cable de cobre desnudo que ascenderá hasta la estructura a través de un pasatubos realizándose la conexión a tierra en un punto definido en la estructura.

La puesta a tierra de los módulos se realizará mediante el contacto directo entre el marco metálico y la estructura soporte y a través de los puntos de anclaje de los mismos a la estructura.

Se podría instalar un cable de cobre desnudo que parta de la toma de tierra de la estructura y que recorra la estructura en permanente contacto eléctrico con la misma. A éste cable se conectaría de forma individual cada uno de los módulos fotovoltaicos mediante conductor unipolar verde-amarillo o similar de cobre de flexibilidad clase 5, con aislamiento de PVC.

Programa de mantenimiento

Para el buen funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica a lo largo de su vida útil, deberá realizarse un mantenimiento periódico de los diferentes equipos que la componen, para ello se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

El mantenimiento se realizará por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora y todas las actividades realizadas por este personal quedarán registradas en un informe técnico.

Mantenimiento preventivo

Se realizará periódicamente una inspección visual de las instalaciones así como la verificación de que todos los componentes y equipos de la misma funcionan correctamente.

Esta actividad deberá realizarse dos veces al año, semestralmente al tratarse de una instalación fotovoltaica de más de 5 kWp y se realizarán las siguientes revisiones:

- Comprobación del estado de los módulos solares utilizando el interruptor-seccionador para labores correctivas si fuese necesario.
- Comprobación del estado de los soportes de los módulos.
- Comprobación de las protecciones eléctricas y estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor.

Mantenimiento correctivo

En el mantenimiento correctivo, el personal técnico se encargará de la sustitución o arreglo de los equipos de la instalación que hayan sido dañados para asegurar su buen funcionamiento.

Este mantenimiento no se realizará de forma periódica sino que será cada vez que el usuario de la instalación lo requiera por alguna avería de la instalación, en este caso, el suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la avería se reparará en el plazo máximo de 15 días.

El mantenimiento correctivo que sea realizado durante el periodo de garantía de la instalación, carecerá de costes para el usuario si se han cumplido todas las condiciones de garantía antes citadas.

Página dejada en blanco intencionadamente

III.GESTIÓN DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y OBRA CIVIL

Objeto

Se redacta el presente apartado para dar cumplimiento a lo establecido en el R.D.105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

Más concretamente, en el artículo 4.1, párrafo a) del citado R.D.105/2008 se señala la obligación de incluir en los proyectos de ejecución de las obras de construcción o demolición un estudio de gestión de los residuos generados en ellas. En el mismo párrafo del mencionado artículo se hace referencia al contenido mínimo de dicho estudio.

Estimación de la cantidad de residuos

La cantidad estimada (expresada en toneladas y metros cúbicos) de residuos de construcción y demolición que se generarán en la obra, codificados con arreglo a la lista europea de residuos publicada por la Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero (B.O.E. de 19 de febrero, corrección de errores B.O.E. de 12 de marzo), por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos, es la siguiente:

Tabla III.1. Lista europea de residuos. Fuente: Orden MAM/304/2002

UNIDAD DE OBRA	DESIGNACIÓN	CANTIDAD ESTIMADA	CÓDIGO	RESIDUO
U-004	Desbroce y limpieza del terreno	450 m ³ (225 t)	20 03 01	Mezclas de residuos municipales
U-051	Excavación en cajeados	270 m ³ (459 t)	17 05 04	Tierra y piedras que no contienen sustancias peligrosas
U-303 U-304 U-305	Senda de madera y barandilla de madera	1 m ³ (1 t)	17 02 01	Madera

Conforme a lo dispuesto en el artículo 3.1 del citado R.D.105/2008, se han excluido de la relación anterior las tierras y piedras, no contaminadas por sustancias peligrosas, reutilizadas en la misma obra, en una obra distinta o en una actividad de restauración, acondicionamiento o relleno.

Medidas para la prevención de residuos

Se proponen a continuación varias medidas para la prevención de la generación de residuos de construcción y demolición en las obras objeto del presente Proyecto:

Movimiento de tierras

Se consideran efectos derivados de esta operación los siguientes:

- Incremento del nivel de partículas en el aire durante la fase de construcción, provocado por los trabajos y por el tránsito de la maquinaria. Para minimizar este efecto se realizarán riegos periódicos en las zanjas y en los caminos de acceso a la obra, evitando así la formación de polvaredas.

- Emisión de gases y ruidos por la maquinaria. Debido a la magnitud de la obra a realizar para la presente instalación, el Responsable debe presentar un plan de mantenimiento preventivo de la maquinaria a utilizar, en el que se contemple el control de la emisión de gases y ruidos.

- Generación de residuos de tierras procedentes de la propia excavación, considerados como no peligrosos, que se llevarán a vertedero autorizado.

- Riesgo potencial de contaminación de aguas y suelos producida por vertido de aceites y combustibles propios de la maquinaria. Para evitarlo se delimitará un parque para ésta, impermeable y alejado de cursos de agua, y se reducirá al máximo el tránsito de la maquinaria en las proximidades de éstos. Se prohibirán cambios de aceite, repostajes de combustible, recambio de piezas, etc., en zonas que no estén preparadas para ello, y los residuos que se generen en estas actividades se entregarán a un Gestor autorizado.

Caminos y pavimentos

Se consideran efectos derivados de esta operación los siguientes:

- Incremento del nivel de partículas en el aire durante la fase de construcción, provocado por el tránsito de la maquinaria. Para minimizar este efecto se realizarán riegos periódicos en las zanjas y en los caminos de acceso a la obra, evitando así la formación de polvaredas.

- Emisión de gases y ruidos por la maquinaria. Debido a la magnitud de la obra a realizar para la presente instalación, el Responsable debe presentar un plan de mantenimiento preventivo de la maquinaria a utilizar, en el que se contemple el control de la emisión de gases y ruidos.

- Generación de residuos de madera procedentes de cortes y despuntes, considerados como no peligrosos, que se llevarán a vertedero autorizado.

- Riesgo potencial de contaminación de aguas y suelos producida por vertidos procedentes de la limpieza de hormigoneras, excavadoras, etc. Para evitarlo, se prohibirá la realización de esta operación fuera de zonas que no estén preparadas a dicha actividad, impermeabilizadas y alejadas de cursos de agua.

- Riesgo potencial de contaminación de aguas y suelos producida por vertido de aceites y combustibles propios de la maquinaria. Para evitarlo se delimitará un parque para ésta, impermeable y alejado de cursos de agua, y se reducirá al máximo el tránsito de la maquinaria en las proximidades de éstos. Se prohibirán cambios de aceite, repostajes de combustible, recambio de piezas, etc., en zonas que no estén preparadas para ello, y los residuos que se generen en estas actividades se entregarán a un Gestor autorizado.

Medidas para la separación de residuos

Las obligaciones de separación de residuos previstas en el artículo 5.5 del R.D.105/2008, en las siguientes fracciones, serán exigibles en las obras objeto del presente Proyecto, ya que, de forma individualizada para cada una de dichas fracciones, la cantidad prevista de generación para el total de la obra se estima que superará las siguientes cantidades:

- Hormigón: 80 t.

- Ladrillos, tejas, cerámicos: 40 t.

- Metal: 2 t.

- Madera: 1 t.

- Vidrio: 1 t.

-Plástico: 0,5 t.

-Papel y cartón: 0,5 t.

Instalaciones previstas para el almacenamiento, manejo y posterior transporte de residuos

La parcela, en el caso de contar con espacio suficiente podrá tener una zona habilitada al almacenaje de residuos. Podrá ser de carácter temporal o permanente, ya que su utilización puede ser aprovechada para otros usos en el caso de ser necesario.

Valoración económica de la gestión de residuos vs. Medioambiente

La correcta gestión de residuos en el presente Proyecto, y en cualquier otro tipo de obra, justifica los gastos de operación puesto que, produce múltiples beneficios al medio, y a su vez hay un gran número de residuos que pueden ser entregados a Gestores autorizados a cambio de un valor económico.

Página dejada en blanco intencionadamente

IV. ESTUDIO DE INTRUSIÓN EN LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Antecedentes

La necesidad de este tipo de estudio tiene sus bases en el elevado crecimiento que se produjo en el sector fotovoltaico. Esto provocó una gran demanda en la industria de los módulos fotovoltaicos, lo que condujo a que los principales fabricantes de este tipo de elementos vieran mermadas sus unidades en stock. A esto se añade que el componente del cual están fabricados, polisilicio, es escaso, lo que hizo descender el número de módulos y encareció el precio de estos.

Estas causas hicieron proliferar el mercado negro de módulos fotovoltaicos, sustrayendo estos de instalaciones y vendiéndolos en otros países.

Estos son algunos de los motivos que han hecho que las actuales instalaciones fotovoltaicas tengan que verse obligadas a disponer de los medios necesarios de seguridad e intrusión.

Compañías aseguradoras

El aumento de seguros por este tipo de robos ha hecho que las compañías aseguradoras incrementen sus beneficios en esta parte de sus servicios notablemente.

Las compañías aseguradoras han creado dos tipos principales para asegurar este tipo de instalaciones:

-Seguro de pérdida de días de producción: así cubren las pérdidas que la instalación tenga en los días en los que no haya sido posible el suministro de energía eléctrica.

-Seguro de producción mínima: este tipo de seguros es menos empleado ya que es complejo evaluar la producción en estas instalaciones.

A continuación se muestra un cuadro resumen de los requisitos mínimos que exigen las aseguradoras en función del tipo de instalación que se encuentren.

Tabla IV.1. Medidas de seguridad mínimas exigidas por aseguradoras para instalaciones fotovoltaicas

Puerta metálica o cierre metálico en los accesos a la cubierta	INSTALACIONES SOBRE CUBIERTA	INSTALACIONES DE SUELO DE HASTA 100 KW	INSTALACIONES DE SUELO DE MÁS DE 100 kW
Montaje de valla rígida de 2 metros de altura mínimo			
Cable de alarma o similar que en caso de rotura active la señal de alarma			
Sensores de movimiento que activan el sistema de iluminación y alarma acústica			
Alarma conectada a empresa de seguridad privada			

Diseño del sistema de seguridad de la instalación fotovoltaica

El objetivo principal de este apartado es el diseño de un sistema de seguridad electrónico con el fin de evitar la intrusión y/o actos indeseables mediante un aviso rápido y eficaz a las autoridades pertinentes.

La instalación no ocupa toda la superficie que posee la parcela por lo que este estudio se ceñirá a la superficie útil de la parcela en el momento actual (debido a la extensión de la parcela podría ampliarse la instalación, con lo cual habría que rediseñar este estudio).

Descripción de la planta

La instalación se encuentra a las afueras de Rueda (Valladolid), por lo que es posible que no haya mucha presencia de personal en la zona.

La instalación deberá estar rodeada de una valla de altura no superior a 2,5 metros, esta cercará el perímetro de la instalación y comprenderá los aproximadamente 36.000 m².

Con el fin de evitar daños ocasionados por la sustracción de los componentes de la instalación se deberá disponer de una protección perimetral de la zona.

Normativa aplicable

Este estudio se basa en la legislación vigente en este ámbito, y las directrices principales para llevarlo a cabo se encuentran en:

- Reglamento de Seguridad Privada aprobado en el R.D.2364/1994, de 9 de diciembre.
- Diferentes normas UNE, relacionadas con el sector.

Descripción general del sistema de seguridad

El objetivo principal a la hora de diseñar este tipo de instalación es la de mantener el máximo nivel de seguridad posible y a su vez, provocar el mínimo número de falsas alarmas.

El impacto de esta instalación debe ser el menor posible para el entorno y la propiedad.

Es primordial evitar el acceso por parte personal no deseado en la instalación, para ello se dará máxima importancia a la anticipación para limitar el tiempo de permanencia de posibles asaltadores.

El modelo de sistema de seguridad que se propone para esta planta solar se basa en la utilización de la tecnología de telefonía móvil GPRS. Esta tecnología, basada en la infraestructura GSM, dispone de cobertura prácticamente en todo el territorio nacional y, por lo tanto, disponible, con 99% de seguridad.

Los sistemas de CCTV están basados en la colocación de una serie de cámaras repartidas tanto en el perímetro de la instalación como en el interior del perímetro cuyo fin es controlar accesos que pueden ser vulnerables.

El primer paso que hay que tener en cuenta es la de localización de los puntos que pueden ser potencialmente accesibles. Una vez hecho esto, se deberán seleccionar el tipo de cámaras a colocar, dependiendo del entorno en el que se sitúen y el objetivo que tengan podrán ser en blanco y negro, en color, fijas, móviles con posicionador, de alta velocidad, etc.

Es importante la correcta elección de las cámaras de seguridad, pues de ella dependerá que la imagen a captar sea de calidad.

El tipo de cámaras que se recomiendan para este tipo de instalaciones son de una calidad mínima de 480 líneas y con posibilidad de disponer focos de infrarrojos para visión nocturna. La recomendación general de los fabricantes es la colocación de cámaras compactas con led's infrarrojos cuyo alcance oscila entre los 10 y los 50 metros con una resolución de 550 líneas. Además, se recomiendan sistemas móviles PELCO o PANASONIC por su gran potencia y calidad.

Los sistemas de transmisión de imágenes desde la captación de estas en las cámaras hasta el centro de control donde se sitúa el sistema de grabación central se unirán mediante un cable coaxial RG59. La longitud máxima de estos cables será de 300 metros, para longitudes mayores se deberá disponer de sistemas de conversión por UTP, que permiten la transmisión a distancias de 2.500 metros aproximadamente. Si se requieren mayores distancias aún, se montarán sistemas F.O. o sistemas de enlace vía radio digitales de gran alcance con cámaras y domos IP.

Las imágenes captadas por todas las cámaras de la instalación se concentran a un mismo punto de grabación digital, en el cual se almacenarán. La calidad de grabación de estos dispositivos depende del formato de grabación digital y de los discos duros.

Para finalizar este tipo de instalaciones, se integran las señales recogidas con un sistema de alarma que permita al usuario decidir en qué momento el sistema estará o no armado, y que a su vez permita dirigir las imágenes de video, en tiempo real, a una central receptora de alarmas (CRA), para completar el cometido de la instalación.

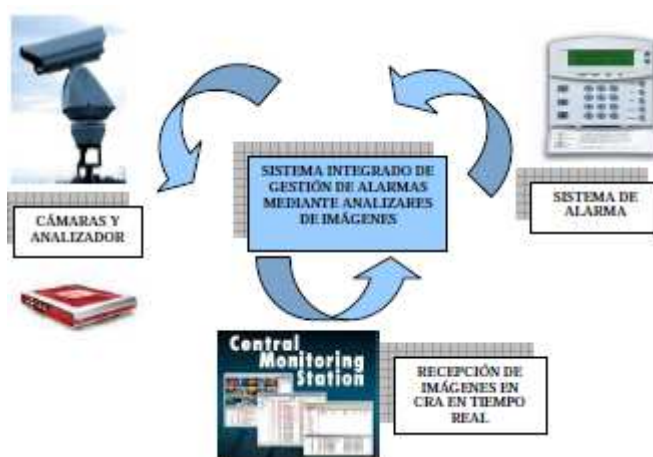


Fig. IV.1. Esquema de seguridad perimetral con videovigilancia

Diseño del sistema de seguridad

Se dispondrá de una instalación de seguridad perimetral basado en analizadores de imágenes. Este tipo de sistemas utiliza un sistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV). Se dotará a la instalación de equipos hardware de análisis de imagen instalados en el centro de control.

En la siguiente imagen se puede observar en color anaranjado, la zona que queda dentro de la valla perimetral, en la cual se encuentra la instalación fotovoltaica, y la superficie y longitud que ocupa.

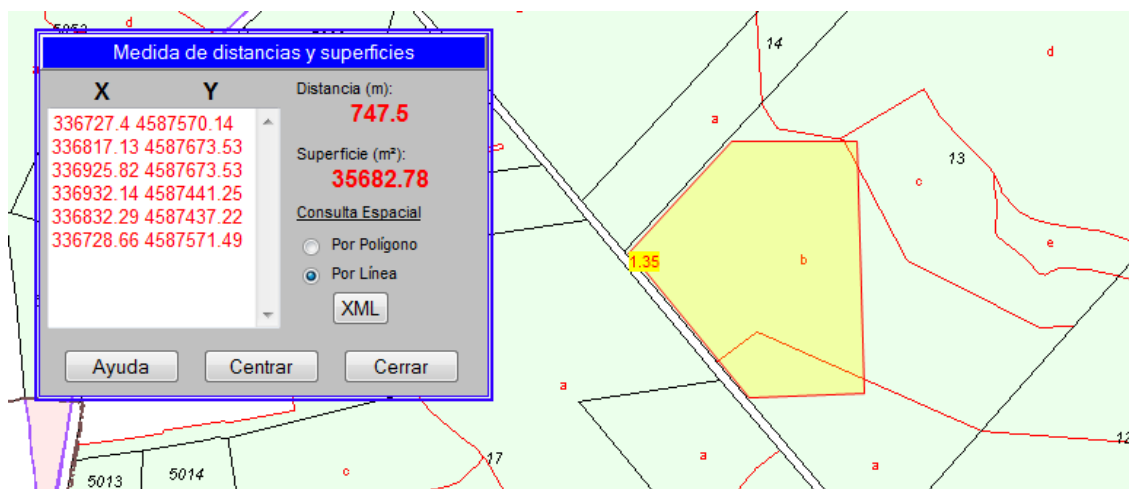


Fig. IV.2. Perímetro de la instalación

Estructura de la instalación

Centro de control

En él se ubicarán los elementos principales del sistema de seguridad para el control y visualización de los elementos instalados. Dispondrá de los elementos de grabación y visualización de imágenes, así como de todos los elementos de transmisión y equipos auxiliares de control.

Elementos de detección

Para los elementos de detección se utilizarán los equipos hardware denominados “Analizadores de Imagen”. Los analizadores de imagen se instalan en el centro de control, cada canal corresponderá a una cámara de las instaladas.

Elementos de grabación

Se instalarán en el centro de control grabadoras digitales con la capacidad suficiente para grabar 24h durante al menos 1 semana, transcurrido este tiempo el grabador automáticamente reiniciará las grabaciones y comenzará a almacenar nuevas grabaciones y así sucesivamente.

Elementos CCTV

En el sistema de videovigilancia perimetral se utilizarán cámaras analógicas blanco/negro dotadas de un filtro día/noche. Cada una de ellas, irá dotada de un foco de led's IR para facilitar la visión nocturna.

Alimentación del sistema perimetral

La alimentación se realizará de manera monofásica a través de una manguera de 3 x 4 mm² distribuida desde el centro de control de forma que alimente a un número determinado de cámaras siendo la caída de tensión inferior a 14.95 V como establece el REBT.

Transmisión de las señales de video y análisis de las imágenes

El sistema de transmisión de imágenes desde las cámaras hasta el centro de control donde estará el sistema grabación digital se hará con cable trenzado FTP. En cada cámara se instalará un convertidor pasivo de cable coaxial RG59 a cable FTP y en el centro de control se instalarán receptores activos de canales a los que llegará la señal de cada cámara.

Este sistema nos permite unas distancias de transmisión cercanas a los 2.500 metros con sistemas de conversión activos.

Obra civil

Será necesaria la construcción de una caseta donde se ubiquen los equipos de control vitales para el correcto funcionamiento de la instalación, así como la instalación de los siguientes componentes:

-Una canalización doble perimetral bajo tubo enterrado a 0,5 m, de 90 mm² de diámetro.

-Zapatas de hormigón de 50x50x60 cm con pernos de espera para los báculos de cada una de las cámaras. Entrando por el centro y la parte baja de la zapata se deslizará un tubo de 50 mm desde la arqueta más cercana.

-Arquetas de registro 40x40x40 cm prefabricadas, de hormigón. Estas se situarán a lo largo del perímetro situadas a 40 m como máximo. Al lado de cada báculo de cámara deberá encontrarse una arqueta de registro. Las arquetas deben estar provistas de la suficiente estanqueidad para evitar la entrada de arena, roedores, etc.

-En cada báculo de cámara será necesaria la colocación de una pica de tierra de 1 m de profundidad de cobre.

Cálculos de la instalación

Según indica el REBT la caída de tensión máxima admisible entre el equipo a alimentar (videocámaras) y el punto donde se sitúa la alimentación (centro de control) no puede ser mayor al 6,5 % de la tensión de alimentación.

La instalación será monofásica a 230 V por lo que la caída máxima admitida no debe superar 14,95 V.

Al tratarse de una instalación monofásica la fórmula es:

$$S = \frac{2 \times L \times P \times \varphi}{\Delta V \times V} \quad [8]$$

IV.1.

Donde:

P, es la potencia que debe soportar la instalación.

V, es la tensión nominal (230 V).

L, es la longitud del cable (m).

ΔV y/o $V_A - V_B$, es la caída máxima de tensión (V).

φ , es la resistividad del material conductor, en este caso, será de cobre y tiene un valor de 0,018 $\Omega \cdot m$.

En el presente caso, se estima que la potencia estimada que consume cada báculo es de 100 W (incluye la potencia que consume la cámara, el foco de led's IR y demás componentes que se alojan en cada báculo).

Por experiencias anteriores se sabe que este tipo de instalaciones suele usar un conductor de 4 mm² de sección [13].

Cálculo de potencias y número de báculos a alimentar

Se dividirá el tramo perimetral en dos partes, el primero de la cámara 1 a la 7 y el segundo tramo de la 14 a la 7 (la numeración y disposición de las cámaras se muestra en el apartado de PLANOS, PLANO 7), dicho esto se procede con la ecuación IV.1.:

Primer tramo

Del centro de control a la cámara 7 (en sentido adverso a las agujas del reloj):

$$L=332,49 \text{ m}$$

$$S=4 \text{ mm}^2$$

$$S = \frac{2 \times L \times P \times \varphi}{\Delta V \times V} \rightarrow P = \frac{4 \times 14,95 \times 230}{2 \times 332,49 \times 0,018} = 1.149,07 \text{ W}$$

Como cada uno de los puestos donde se sitúa cada cámara consume aproximadamente 100 W, y se ha obtenido que con este cable se puede consumir hasta 1.149,07 W con este cable se pueden alimentar a las 7 cámaras previstas para este primer tramo.

Segundo tramo

Del centro de control a la cámara 8 (en sentido de las agujas del reloj):

$$L=380,92 \text{ m}$$

$$S=4 \text{ mm}^2$$

$$S = \frac{2 \times L \times P \times \varphi}{\Delta V \times V} \rightarrow P = \frac{4 \times 14,95 \times 230}{2 \times 380,92 \times 0,018} = 1.002,98 \text{ W}$$

Como cada uno de los puestos donde se sitúa cada cámara consume aproximadamente 100 W, y se ha obtenido que con este cable se puede consumir hasta 1.002,98 W con este cable se pueden alimentar a las 7 cámaras previstas para este segundo tramo.

Habrà que disponer de 713,41 m de manguera de alimentación de 4 mm², a este valor le añadiremos un 5% más por motivos de seguridad ya que el recorrido tiene codos y curvas, siendo un total de 749,08 m.

Cálculo del cable transmisión de video

Para el cable de transmisión de video se utilizará una manguera apantallada FTP categoría 5 de 8 hilos. Cada cámara necesita dos hilos, con lo cual, cada manguera podrá conectar cuatro cámaras.

Ahora el número de tramos será de cuatro (1º tramo: cámaras 1 a 4, 2º tramo: cámaras 5 a 8, 3º tramo: cámaras 9 a 12, 4º tramo: cámaras 13 y 14).

Las longitudes de cada tramo serán:

Primer tramo: L=148,15 m

Segundo tramo: L=142,57 m

Tercer tramo: L=136,76 m

Cuarto tramo: L=48,70 m

Habrá que disponer de 476,18 m de manguera FTP categoría 5, a este valor le añadiremos un 5% más por motivos de seguridad ya que el recorrido tiene codos y curvas, siendo un total de 500 m.

Página dejada en blanco intencionadamente

V. ESTUDIO DE IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

Antecedentes

En el presente estudio, se verán las ventajas e inconvenientes que ocasiona la presente instalación en el medio que le rodea.

Uno de los aspectos más positivos de esta instalación proviene de la ausencia de emisiones contaminantes a la atmósfera, evitando así, el efecto invernadero, la “lluvia ácida” y la reducción de la capa de Ozono.

La energía solar fotovoltaica, es una energía renovable, por lo tanto, es una fuente de energía gratuita e inagotable, además, es más respetuosa con el medioambiente que el resto de energías convencionales. Esto se debe, a que sobre el medio físico no existen afecciones, ni sobre la calidad del aire, ni sobre suelos, como tampoco se producen ruidos, ni vibraciones, ni se afecta a la hidrología del entorno.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen carácter autónomo y descentralizado, lo que presenta serias ventajas a la hora de conseguir un desarrollo sostenible.

En el estudio ambiental se pueden diferenciar claramente dos grandes fases: la de construcción o montaje, y la de operación o explotación de la instalación.

Fase de construcción o montaje

Las principales acciones que se realizan en este conjunto son las siguientes:

Movimiento de tierras

Incluye la limpieza y explanación del terreno dónde se situará la instalación, y la realización de las zanjas necesarias para la colocación del cableado eléctrico.

Esta acción supone el cambio del uso del suelo, que pasa a ser de terreno agrícola y/o ganadero a ser el sustento de una instalación de energía renovable.

Se producirá un trasiego de maquinaria pesada y personal durante la ejecución de la obra, que apenas producirá impacto, y que será de efecto reversible al finalizar la etapa de montaje.

Montaje

Incluye las labores de montaje de las estructuras metálicas que servirán de soporte a los módulos fotovoltaicos, la sustentación de las mismas en zapatas de hormigón, la conexión de los módulos, colocación de los cuadros eléctricos pertinentes para protección y control, ubicación del inversor y CT para el acoplamiento a red, y las puestas a tierra de los diferentes componentes de la instalación.

Fase de producción

Las principales acciones que se realizan en este conjunto son las siguientes:

Operación o funcionamiento de la instalación

Esta fase se caracteriza por el ahorro de emisiones de CO₂, que se produce al generar energía eléctrica a partir de la energía solar. Durante la vida útil de la instalación no se producen ni ruidos ni vibraciones.

Mantenimiento de la instalación

El mantenimiento que requiere este tipo de instalaciones es escaso y no tiene incidencia adicional sobre el medio.

Examen de alternativas

Una instalación de este tipo, de aproximadamente 1 MW, en condiciones normales de funcionamiento, produce una energía eléctrica entorno a 1,5 GWH/año.

El consumo medio de energía eléctrica de un hogar español es de 4.000 kWh/año [14], con lo cual con esta instalación se podría suministrar energía a viviendas 375 al año.

La solución convencional es la utilización de centrales de carbón y gas natural. La transformación de estos combustibles se realiza mediante combustión, y se estima que, la producción de 1 kW de estas energías convencionales emite 0,394 y 0,977 kg de CO₂, dependiendo si es de carbón o gas natural respectivamente.

Además este tipo de centrales tiene grandes pérdidas, y se estima que para la producción de 1 kW de energía eléctrica consumido es necesario alrededor de 3 kW de combustibles fósiles en las centrales térmicas.

Con todo esto anterior, se puede deducir que las energías renovables son una solución idónea en lo que a reducción de impacto ambiental se refiere.

Inventario ambiental

Medio físico

-Suelo: es afectado ligeramente por las excavaciones de las zanjas para la cimentación, el cableado de la instalación, y trasiego de vehículos y personas durante el montaje.

-Aguas superficiales: no se producirán ningún tipo de vertidos a ríos, arroyos u otro tipo de cursos fluviales adyacentes a la instalación.

-Aire: provocará un efecto beneficioso, no nocivo en cuanto a emisiones se refiere, ya que las instalaciones fotovoltaicas no emiten CO₂.

Medio biótico

-Vegetación: debido a la instalación se verá afectada en la superficie que ocupa.

-Fauna: no queda afectada.

Impacto percibido

-Impacto visual: presencia de módulos fotovoltaicos dentro de una parcela rural.

-Agricultura/ganadería: la zona donde se sitúan los módulos queda inservible para este fin.

-Empleo: existe una pequeña creación de empleo durante el montaje y continúa con el posterior mantenimiento de la instalación.

Identificación de impactos

Tabla V.1. Calificación de impactos

Parámetros		
Intensidad (In)	Destrucción total	12
	Muy alta	8
	Alta	4
	Media	2
	Baja	1
Momento (M)	Instantáneo o corto, menos de un año	4
	Medio plazo, entre 1 y 5 años	2
	Largo plazo o permanente, más de 5 años	1
Persistencia (P)	Permanente, más de 10 años	4
	Temporal, entre 1 y 10 años	2
	Baja, menos de 1 año	1
Reversibilidad (R)	Irreversible, más de 10 años	4
	A medio plazo, entre 1 y 10 años	2
	Reversible a corto plazo, menos de 1 año	1
Extensión (E)	Total	8
	Extensa	4
	Parcial	2
	Puntual	1
Importancia del impacto	$3 \times In + M + P + R + 2 \times E$	8-64
	Crítico	>53
	Severo	31-53
	Moderado	19-31
	Sostenible	<19

Los valores que se indican en la tabla anterior podrán tener valor positivo o negativo dependiendo de si el efecto es bueno o malo para el entorno, respectivamente.

Impacto sobre el suelo

El movimiento de tierras para la explanación, las zanjas para las zapatas y el cableado eléctrico, suponen una pequeña excavación del terreno y el trasiego de personal y vehículos, se considera que provocan un impacto sobre el suelo:

Tabla V.2. Impactos sobre el suelo

Intensidad (In)	-1
Momento (M)	-4
Persistencia (P)	-1
Reversibilidad (R)	-1
Extensión (E)	-1

Impacto sobre el aire

Considerando que a nivel nacional, la generación de energía eléctrica produce unas emisiones de CO₂ equivalente a 0.486 kg/kWh, y considerando 1350 horas pico al año, este tipo de instalaciones supone un ahorro de:

$$1 \text{ MW} \times 1.350 \text{ h/año} \times 0,486 \text{ kg/kWh} = 656.100 \text{ kg de CO}_2$$

V.1

Por lo que se considera:

Tabla V.3.Impactos sobre el aire

Intensidad (In)	2
Momento (M)	1
Persistencia (P)	4
Reversibilidad (R)	4
Extensión (E)	1

Impacto sobre la vegetación o la agricultura

La vegetación por debajo de los módulos, una vez instalados, queda potencialmente dañada debido a las sombras que producen estos. Se considera un impacto de:

Tabla V.4.Impactos sobre la vegetación o la agricultura

Intensidad (In)	-1
Momento (M)	-4
Persistencia (P)	-4
Reversibilidad (R)	-4
Extensión (E)	-1

Impacto sobre el paisaje

La presencia de los módulos sobre un campo de cultivo, supone un impacto visual observando una extensión negra, se considera un impacto:

Tabla V.5.Impacto sobre el paisaje

Intensidad (In)	-1
Momento (M)	-4
Persistencia (P)	-4
Reversibilidad (R)	-4
Extensión (E)	-1

Hay posibilidad de medidas correctoras plantando árboles cercanos sin que lleguen a dar sombra sobre la instalación o interfieran en alguna orientación de los módulos.

Impacto sobre el empleo

Existen unas horas de trabajo que se producen con la obra de la instalación, con lo cual se consideran beneficiosas, el impacto es:

Tabla V.6. Impacto sobre el empleo

Intensidad (In)	1
Momento (M)	4
Persistencia (P)	1
Reversibilidad (R)	1
Extensión (E)	1

Impacto sobre la cultura y la divulgación

La existencia de una instalación solar fotovoltaica en la zona, se considera a efectos culturales y divulgativos como un impacto positivo:

Tabla V.7. Impacto cultural divulgativo

Intensidad (In)	1
Momento (M)	4
Persistencia (P)	4
Reversibilidad (R)	4
Extensión (E)	1

Matriz de valoración de impactos

A continuación se exponen los resultados obtenidos del análisis realizado.

Tabla V.8. Valoración de impactos

Medios	Elementos	Fase	In	M	P	R	E	Importancia	Valoración
Físico	Suelo	Movimiento de tierras	-1	-4	-1	-1	-1	-11	Sostenible
		Trasiego	-1	-4	-1	-1	-1	-11	Sostenible
	Aire	Operación	2	1	4	4	1	17	Positiva
Biótico	Vegetación	Movimiento de tierras	-1	-4	-4	-4	-1	-17	Sostenible
		Trasiego	-1	-4	-4	-4	-1	-17	Sostenible
		Montaje y pruebas	-1	-4	-4	-4	-1	-17	Sostenible
		Operación	-1	-4	-4	-4	-1	-17	Sostenible
		Mantenimiento	-1	-4	-4	-4	-1	-17	Sostenible
Percibido	Paisaje	Montaje y pruebas	-1	-4	-4	-4	-1	-17	Sostenible
		Operación	-1	-4	-4	-4	-1	-17	Sostenible
		Mantenimiento	-1	-4	-4	-4	-1	-17	Sostenible
Socio-económico	Agricultura	Movimiento de tierras	-1	-4	-4	-4	-1	-17	Sostenible
		Trasiego	-1	-4	-4	-4	-1	-17	Sostenible
		Montaje y pruebas	-1	-4	-4	-4	-1	-17	Sostenible
		Operación	-1	-4	-4	-4	-1	-17	Sostenible
		Mantenimiento	-1	-4	-4	-4	-1	-17	Sostenible
	Empleo	Movimiento de tierras	1	4	1	1	1	11	Positiva
		Trasiego	1	4	1	1	1	11	Positiva
		Montaje y pruebas	1	4	1	1	1	11	Positiva

Como conclusión se puede ver que la valoración es positiva o con impactos por debajo de un índice 19, por lo que son asumibles y compatibles con el medioambiente.

El motivo principal de estos resultados se debe a las emisiones de CO₂, que se evitarían al generar energía eléctrica de este tipo en comparación con centrales convencionales.

Por consiguiente, este tipo de instalaciones ayudan al cumplimiento de los objetivos de la política energética y medioambiental planteados a nivel nacional, como:

- Protocolo de Kyoto.
- Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión (R.D.1370/2006).
- Plan de Acción de la Estrategia de Ahorro y eficiencia Energética (E4).
- Plan de Acción Energético 20-20-20.

VI. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

Objeto

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud (E.B.S.S.) establece, durante la construcción de la obra, las previsiones respecto a prevención de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales, así como los derivados de los trabajos de reparación, conservación, mantenimiento, y las instalaciones perceptivas de higiene y bienestar de los trabajadores.

Servirá para dar unas directrices básicas a las Empresas Contratistas u otras que participen en la ejecución de la instalación, para que se lleven a cabo en las mejores condiciones para prevenir riesgos profesionales, facilitando su desarrollo.

En el R.D.1627/97 se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción. Para ello, se identifican, analizan y estudian los posibles riesgos laborales que pueden ser evitados, señalando las medidas técnicas necesarias para ello. Relación de los riesgos que no pueden eliminarse, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos.

El presente E.B.S.S., da cumplimiento la Ley 31/1995, de 8 de Noviembre, de prevención de riesgos laborales en lo referente a la obligación del empresario titular de un centro de trabajo a informar y dar las instrucciones pertinentes, en relación con los riesgos existentes en el centro de trabajo y las medidas de protección correspondientes.

Se seguirá la normativa vigente relacionada con este apartado como son Normas UNE y los diferentes Reglamentos implicados.

Tipo de obra

La obra objeto de este E.B.S.S., consiste en la ejecución de las diferentes fases que conllevan a la instalación de un generador fotovoltaico de 1,15 MW conectado a la red de distribución.

Situación

Emplazamiento: parcela 13 del polígono 17

Población: Rueda

Provincia: Valladolid

Características del lugar

La obra se realizará en la parcela 13 del polígono 17 del término municipal de Rueda, en la provincia de Valladolid, y el punto de conexión será el apoyo 103 de la línea de Iberdrola Distribuciones Eléctricas, que discurre adyacente a la parcela.

Servicios y redes de distribución afectados por la obra

Ningún sistema de distribución energético se verá afectado por la ejecución de la obra.

Suministro de energía eléctrica

El suministro de energía eléctrica provisional durante la obra será proporcionado por la empresa instaladora, facilitando puntos de enganche necesarios en el lugar del emplazamiento de la obra.

Suministro de agua potable

El suministro de agua potable será a través de los conductos habituales de los que dispone la zona para suministro. En caso de no ser posible, o no existan, se dispondrá de los medios necesarios de manera que se garantice el abastecimiento de manera regular desde el comienzo de la obra.

Servicios higiénicos

Dispondrá de servicios higiénicos suficientes y reglamentarios. Si fuera posible, las aguas fecales, se conectarán a la red de alcantarillado, en caso contrario, se dispondrá de medios que faciliten su evacuación o traslado a lugares específicos destinados a este fin sin que ocasionen riesgo alguno al medio que le rodea.

Servidumbre y condicionantes

No se prevén interferencias en los trabajos a realizar, puesto que si la obra civil y el montaje pueden ejecutarse por empresas diferentes, estas no coincidirán en el tiempo. No obstante, como menciona el R.D.1627/97, si intervienen distintas empresas, ya sean subcontratas, autónomos, etc., el Responsable de la obra deberá nombrar un Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra.

Características de la instalación

La presente instalación tendrá un plazo de ejecución de alrededor de 12 meses.

Relación de trabajos a realizar

En las diferentes fases que son necesarias para llevar a cabo dicho Proyecto, los principales trabajos a realizar (de manera resumida) son:

- Replanteo de las instalaciones.
- Apertura de zanjas, colocación y hormigonado de los apoyos en el terreno.
- Colocación de los herrajes necesarios y módulos sobre los apoyos.
- Apertura y cierre de la zanja de línea subterránea de MT.
- Colocación de la caseta prefabricada para el CT.
- Colocación de celdas y transformador.
- Colocación de las puestas a tierra.
- Montaje y conexión.
- Puesta en tensión.

Equipos técnicos y medios necesarios

Para la ejecución de las obras se necesitarán al menos, una excavadora con hoja tipo dózer para nivelar el terreno y una retroexcavadora de diferentes cazos para las zanjas. Es necesaria la utilización de un camión-grúa apropiado y adaptado para el izado de las estructuras soporte.

Para le tendido de cableado de los conductores de las líneas subterráneas, será obligatorio utilizar rodillos que puedan girar libremente y contruidos de manera que no dañen el cable. El tendido de cable se realizará con los medios adecuados a la longitud de las líneas, si fuese posible con cabestrante, tirando del extremo del cable al que se le habrá adaptado una cabeza adecuada.

En estos trabajos será necesarios, como mínimo, nueve personas, una para la excavadora con hoja tipo dózer, una para la retroexcavadora y una que replantee las zanjas hechas por esta, y 6 personas más debido a la complejidad que supone un correcto tendido de cables, conexionado, etc. Estos números son meramente orientativos ya que dependiendo de las necesidades la plantilla de trabajadores puede ser mayor con la consecuente disminución en el plazo de ejecución.

Riesgos laborales evitables completamente

A continuación se exponen una relación riesgos que se suponen completamente evitables con la adecuada adopción de medidas técnicas:

- Derivados de la rotura de instalaciones existentes: neutralización de dichas instalaciones.
- Presencia de líneas subterráneas o aéreas de AT: corte del fluido, apantallamiento de protección, puestas a tierra y cortocircuito de los cables.

Riesgos laborales no evitables completamente

En este apartado se definen los riesgos que no pueden ser evitables completamente, y las prevenciones o medidas que deberán adoptarse para el control y reducción de estos riesgos.

Se desglosan en las diferentes etapas principales:

En el replanteo

- Atropello.
- Golpeo, tropiezo con arbustos, caídas, etc.
- Mordeduras de posibles animales presentes.
- Picaduras de insectos.

En las excavaciones

- Atropellos.
- Golpes con objetos cercanos a la excavación.
- Caída de personas en las zanjas.
- Desprendimientos de tierras.
- Grandes esfuerzos, vibraciones, ruidos.

- Proyección de partículas a los ojos.

En el hormigonado

- Dermatosis por cemento.
- Interferencias con líneas eléctricas de AT o BT.
- Atropellos por maquinaria.
- Vuelcos o colisiones.
- Salpicaduras de hormigón a la cara u ojos.

Tendido de conductores y/o conexionado

- Electrocución por interferencias con líneas eléctricas de AT o BT.
- Interferencias en carreteras, caminos y líneas de comunicación, ríos, etc, con riesgo de accidente.
- Heridas punzantes en manos y otras partes del cuerpo.
- Caída de objetos desde altura.
- Ejecución de canalizaciones subterráneas.
- Golpes contra objetos.
- Caídas a distinto nivel.
- Atropellos.
- Atrapamientos.
- Colisiones y vuelcos.
- Desprendimientos.
- Ruidos.
- Proyección de partículas a los ojos.

Riesgos eléctricos

- Contacto con otras líneas eléctricas.
- Derivados de maquinaria, conducciones, cuadros, etc., que utilicen o produzcan electricidad.

Riesgos producidos por agentes atmosféricos

- Descarga de rayos.

Riesgos de incendios

- En almacenes, vehículos, compresores y otra maquinaria.

Riesgo de daños a terceros

Debido a la gran extensión de la que se dispone para la instalación y la presencia de vías de acceso a la parcela, este tipo de daños será mínimo.

Clasificación de los riesgos y medidas

De los riesgos enumerados anteriormente, salvo los atmosféricos, para el resto se pueden tomar medidas de prevención que se detallan a continuación.

Protecciones colectivas

En excavaciones, transporte, vertido y compactado de tierras

- Vallas de limitación y protección.
- Señales de tráfico.
- Señales de seguridad.
- Cintas de balizamiento.
- Topes para el desplazamiento de vehículos.
- Jalones de señalización.
- Redes de protección para desprendimientos localizados.
- Señales acústicas y luminosas.
- Barandillas.
- Riego de pistas.

Para riesgos eléctricos

- Pórtico de limitación de altura compuesto por perfiles metálicos.
- Interruptores diferenciales.
- Tomas de tierra.
- Transformadores de seguridad.
- Mantas y dispositivos aislantes.

Tuberías y canalizaciones

- Anclajes para tubos.
- Balizamiento luminoso.
- Tomas de tierra.
- Conexiones equipotenciales.
- Extintores.
- Anulación de trabajos en condiciones adversas.

Protecciones individuales

- Cascos: para todo el personal participante en la obra, e incluso para visitantes.
- Guantes de uso general.
- Guantes de goma.
- Guantes dieléctricos (hasta 30 kV).
- Botas de agua.
- Botas de seguridad de lona.
- Botas de seguridad de obra con protección en puntera.
- Monos o buzos: se tendrán en cuenta las reposiciones a lo largo de la obra.
- Trajes de agua.
- Gafas contra impactos y anti-polvo.
- Gafas antiarco eléctrico.
- Mascarillas.
- Protectores auditivos.
- Prendas reflectantes.
- Cinturones y arneses de seguridad.
- Pértigas de maniobra tipo exterior de 30 kV.

Protecciones frente a la maquinaria

La maquinaria de obra irá equipada con los elementos de seguridad necesarios, alarma de marcha atrás, luz rotativa luminosa, así como las operaciones de mantenimiento y conservación que garanticen el correcto funcionamiento de los mecanismos y elementos de seguridad.

Así mismo, se dispondrá de la señalización pertinente en zonas visibles, indicadores de peligro, etc., para minimizar riesgos.

Formación del personal

Todo el personal debe recibir, al ingresar en la obra, unas indicaciones sobre la metodología del trabajo y los riesgos que pueden entrañar las distintas maniobras, junto con las medidas de seguridad a aplicar.

Se deberán impartir cursillos de primeros auxilios y socorrismo con el fin de actuar de manera correcta en caso de accidente.

Medicina preventiva y primeros auxilios

Botiquines

De acuerdo con el R.D.486/97, la obra dispondrá de al menos un botiquín debidamente señalizado y de fácil acceso, con el material especificado en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo y estará a cargo de él una persona designada por la empresa.

Asistencia a accidentados

Se deberá informar antes de proceder con la obra de los diferentes Centros Médicos y demás puestos de este carácter, donde debe trasladarse a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

Es conveniente y útil, disponer en la obra de una línea de teléfono y direcciones de los Centros asignados para urgencias, en un sitio visible.

La dirección de la obra constará con un Plan de Emergencia para atención al personal en caso de accidente y la contratación de los servicios asistenciales adecuados.

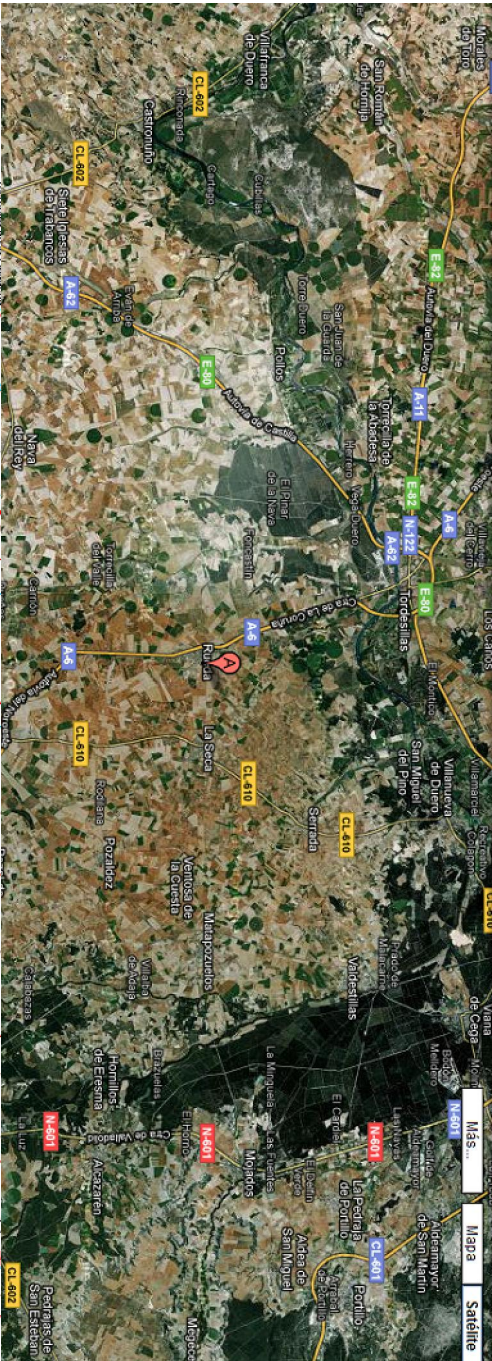
Reconocimiento médico

Todo personal deberá pasar un reconocimiento previo antes de comenzar a trabajar en la obra.

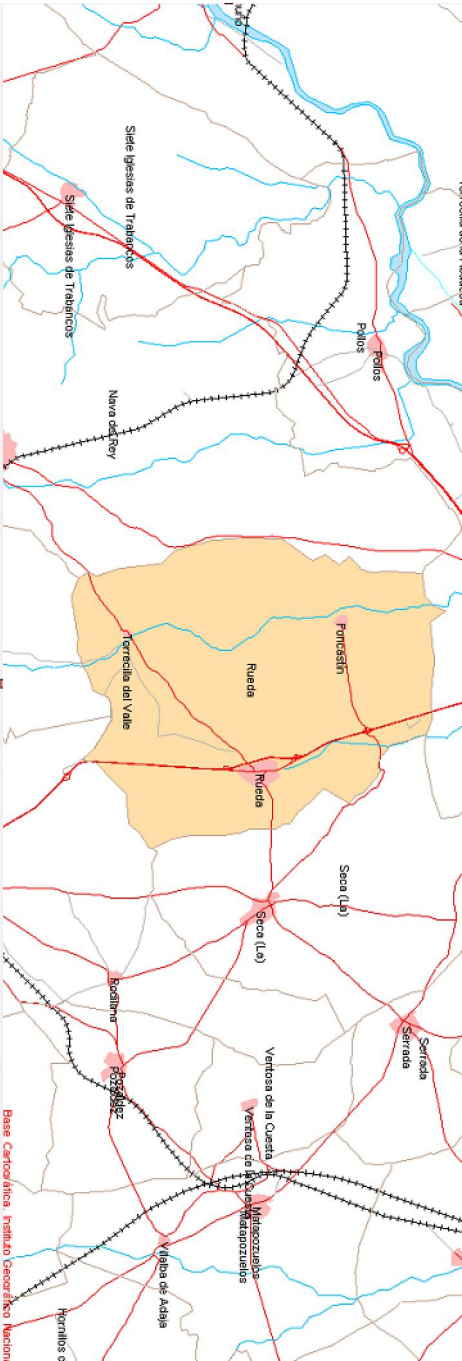
Se analizará el agua destinada al consumo de los trabajadores para garantizar su potabilidad, sino proviene de la red de abastecimiento de la población.

Página dejada en blanco intencionadamente

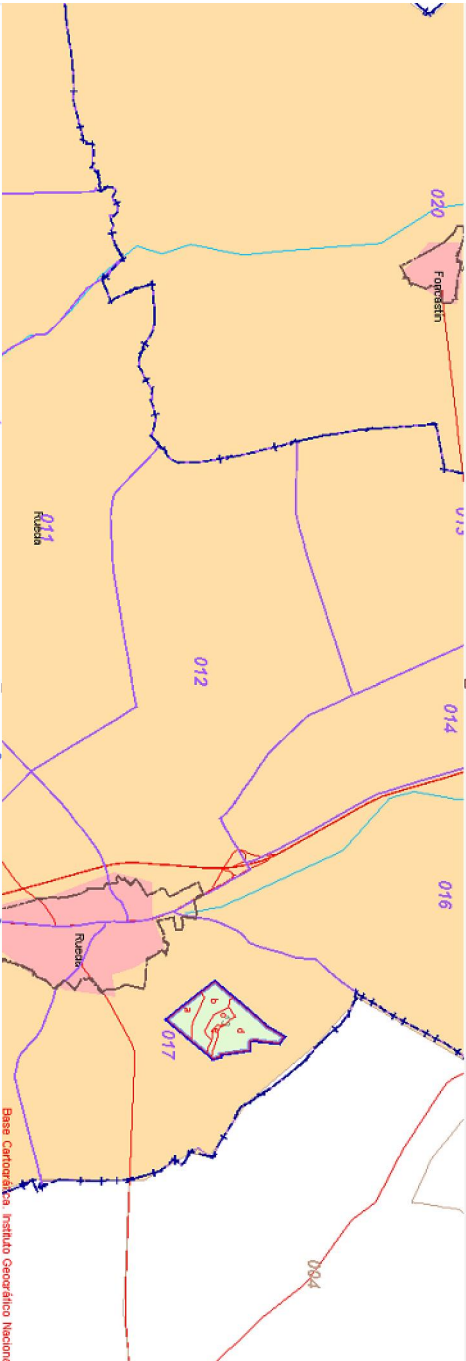
VII. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES



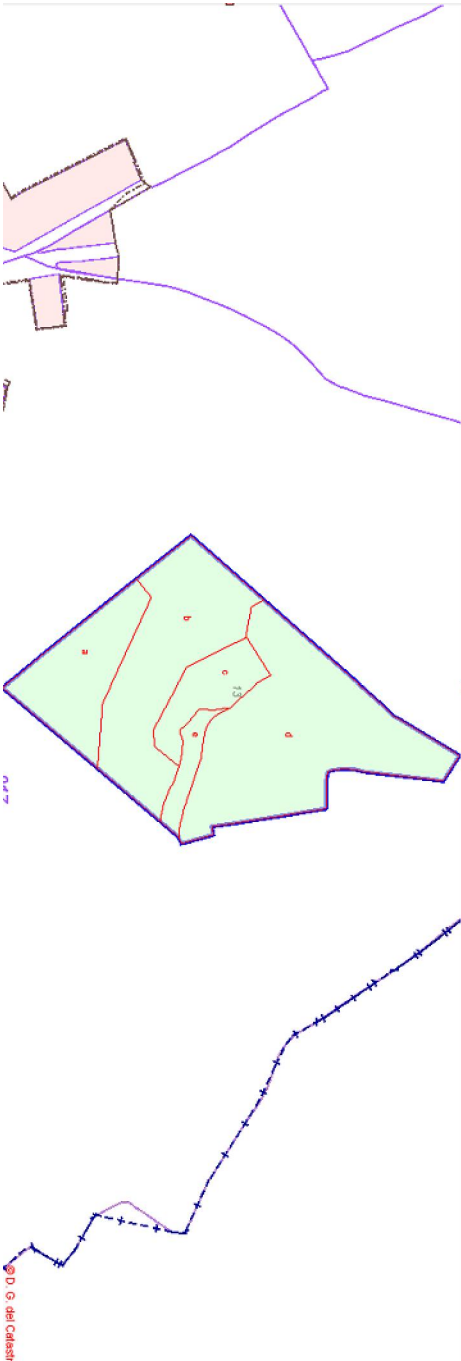
EMPLAZAMIENTO DE RUEDA (VALLADOLID)



SITUACIÓN COMARCAL DE RUEDA (VALLADOLID)

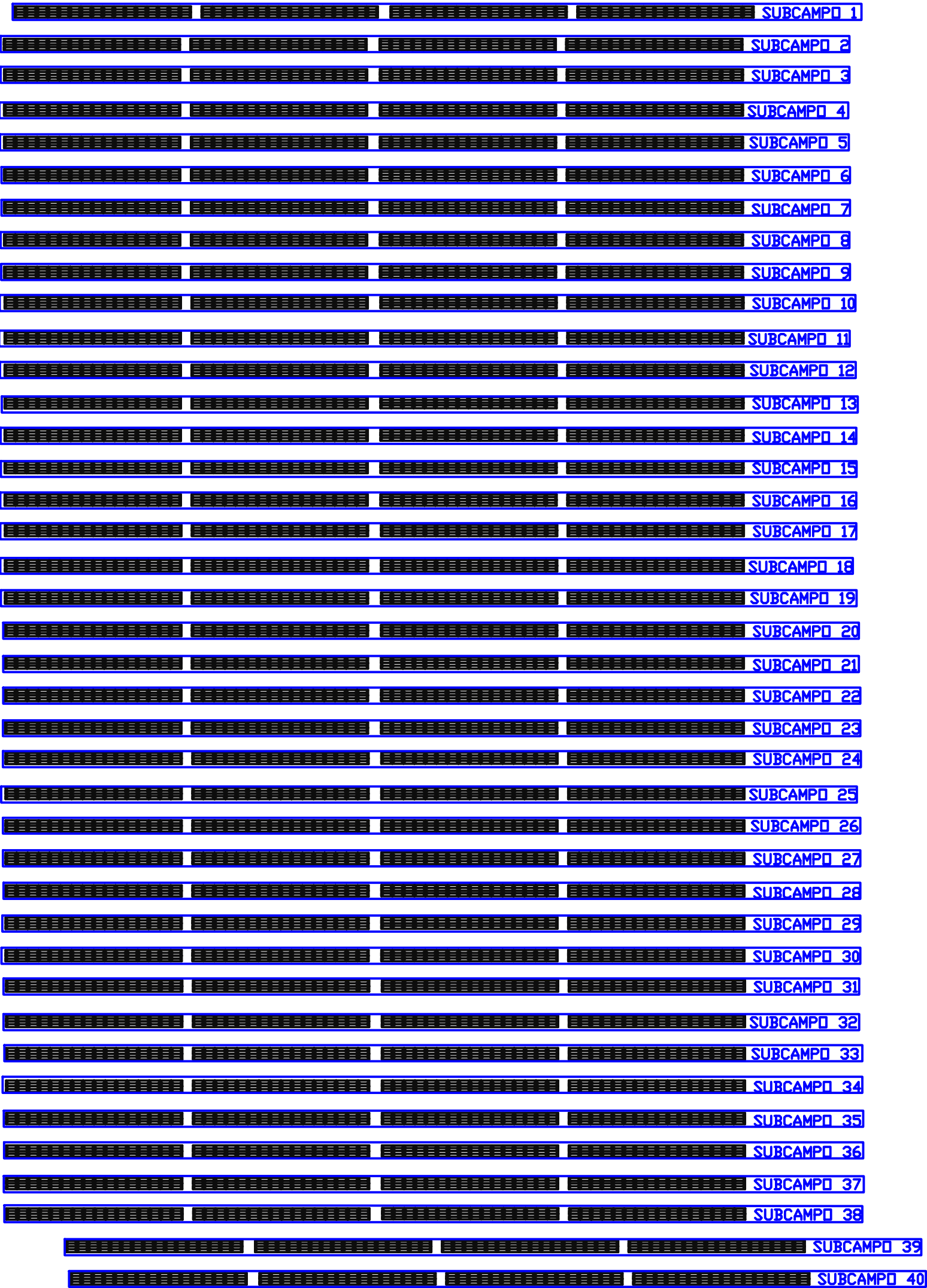


SITUACIÓN DEL POLÍGONO 17 Y PARCELA 13

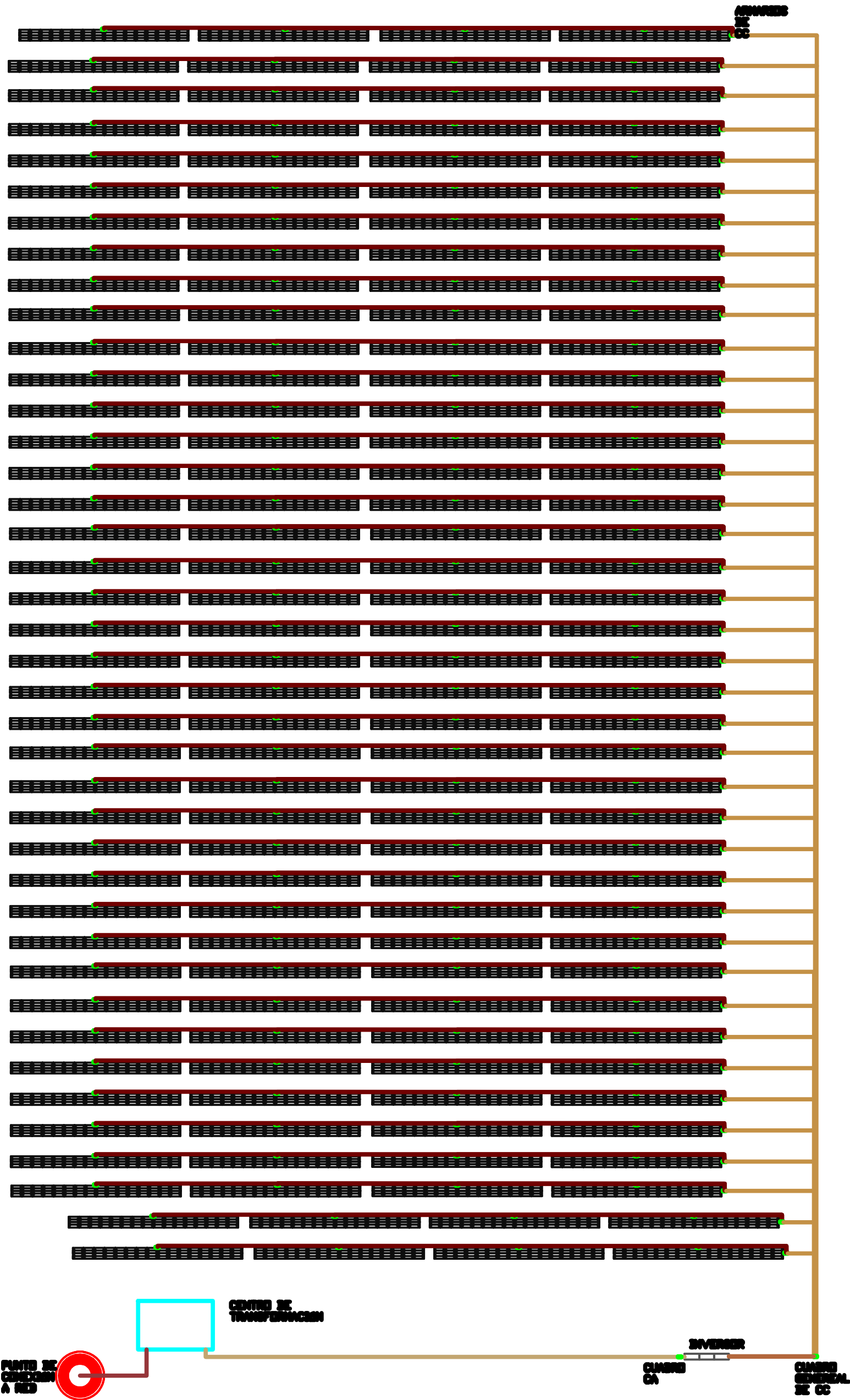


DETALLE DE LA PARCELA 13

PROYECTO FIN DE CARRERA UCM	
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1,15 MW EN RUEDA	
EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	
Plano Número 1	Fecha SEPT.2010
El Futuro Ingeniero Técnico Industrial	
Raúl Blázquez Jiménez	
La Propiedad Parcela 13 Polígono 17	Termino municipal: Rueda Provincia: Valladolid



PROYECTO FIN DE CARRERA UC3M	
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1,15 MW EN RUEDA	
Plano DISTRIBUCIÓN DE SUBCAMPOS	
Plano Número2	FechaSEPT.2010
III Polígono Industrial Yébenes Industrial	
Raúl Blázquez Jiménez	
La Propiedad Parcela 13 Polígono 17	Término municipal: Rueda Provincia: Valladolid



- 6 mm²
- 4x10 50 mm²
- 2x2 630 mm²
- 1x3 630 mm²
- 300 mm²

PROYECTO FIN DE CARRERA UC3M

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1,15 MW EN RUEDA

CABLEADO DE LA INSTALACIÓN

Plano Número

Fecha

SEPT.2010

El Plano lo elabora: Martín Jiménez

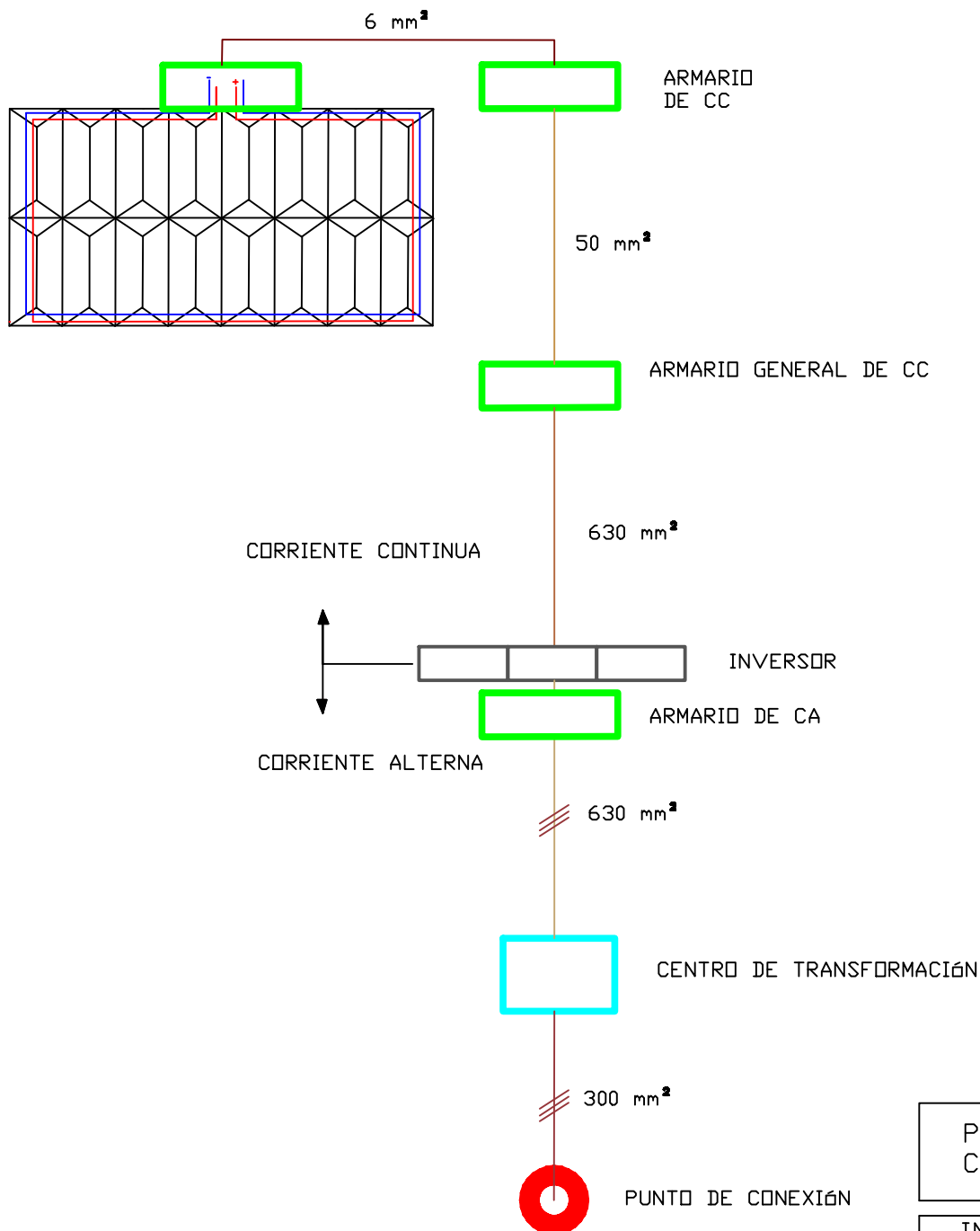
Raúl Blázquez Jiménez

La Propiedad

Termino municipal: Rueda

Parcela: 12 Polígono: 17

Provincia: Valladolid



PROYECTO FIN DE
CARRERA UC3M

INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE
1,15 MW EN RUEDA

Plano

ESQUEMA UNIFILAR
SIMPLIFICADO

Plano Número

4

Fecha

SEPT.2010

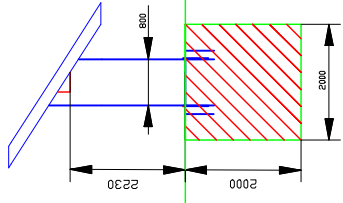
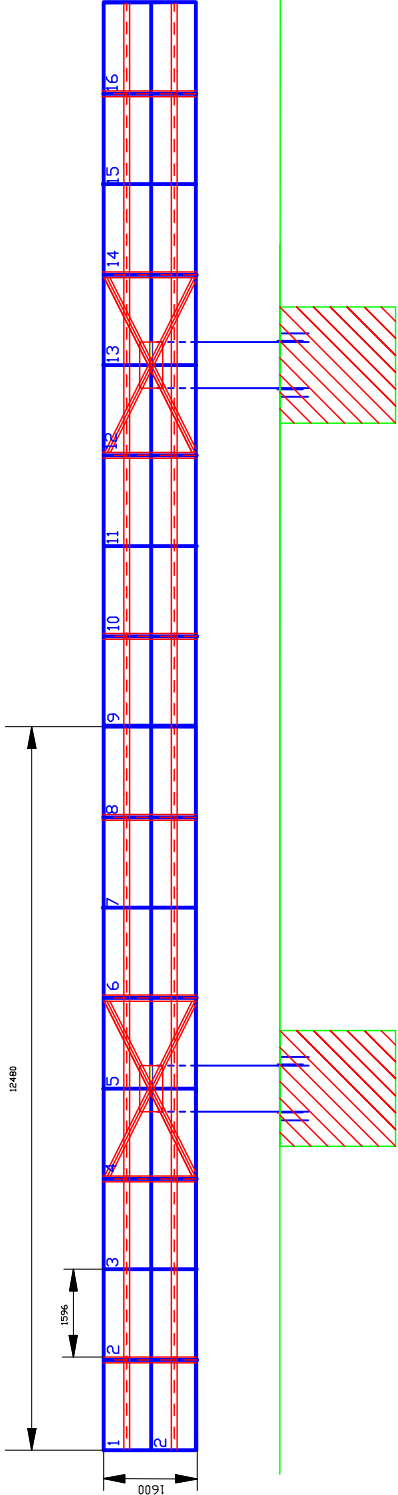
El Futuro Ingeniero Técnico Industrial

Raúl Blázquez Jiménez

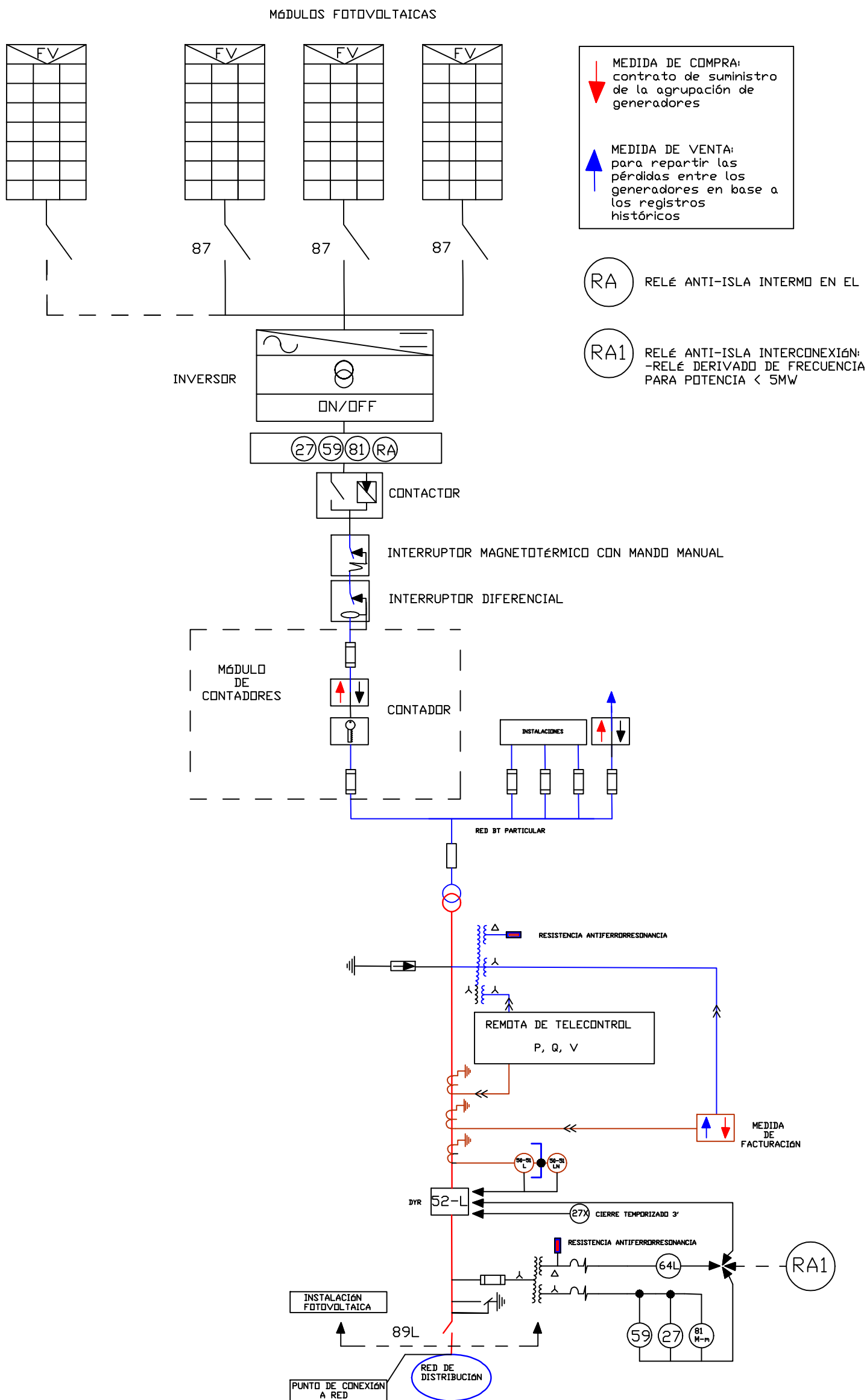
La Propiedad

Parcela 13 Polígono 17

Término municipal: Rueda
Provincia: Valladolid



PROYECTO FIN DE CARRERA UC3M	
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1,15 MW EN RUEDA	
Plano	Plano
ESTRUCTURA SOPORTE	
Plano Número	5
Plano	SEPT.2010
El Polígono Agrícola Nuevos Valdecarlos	
Raúl Blázquez Jiménez	
La Propiedad	Término municipal: Rueda
Parcela 13 Polígono 17	Provincia: Valladolid



PROYECTO FIN DE
CARRERA UC3M

INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE
1.15 MW EN RUEDA

Plano

ESQUEMA UNIFILAR
GENERAL

Plano Número

6

Fecha

SEPT.2010

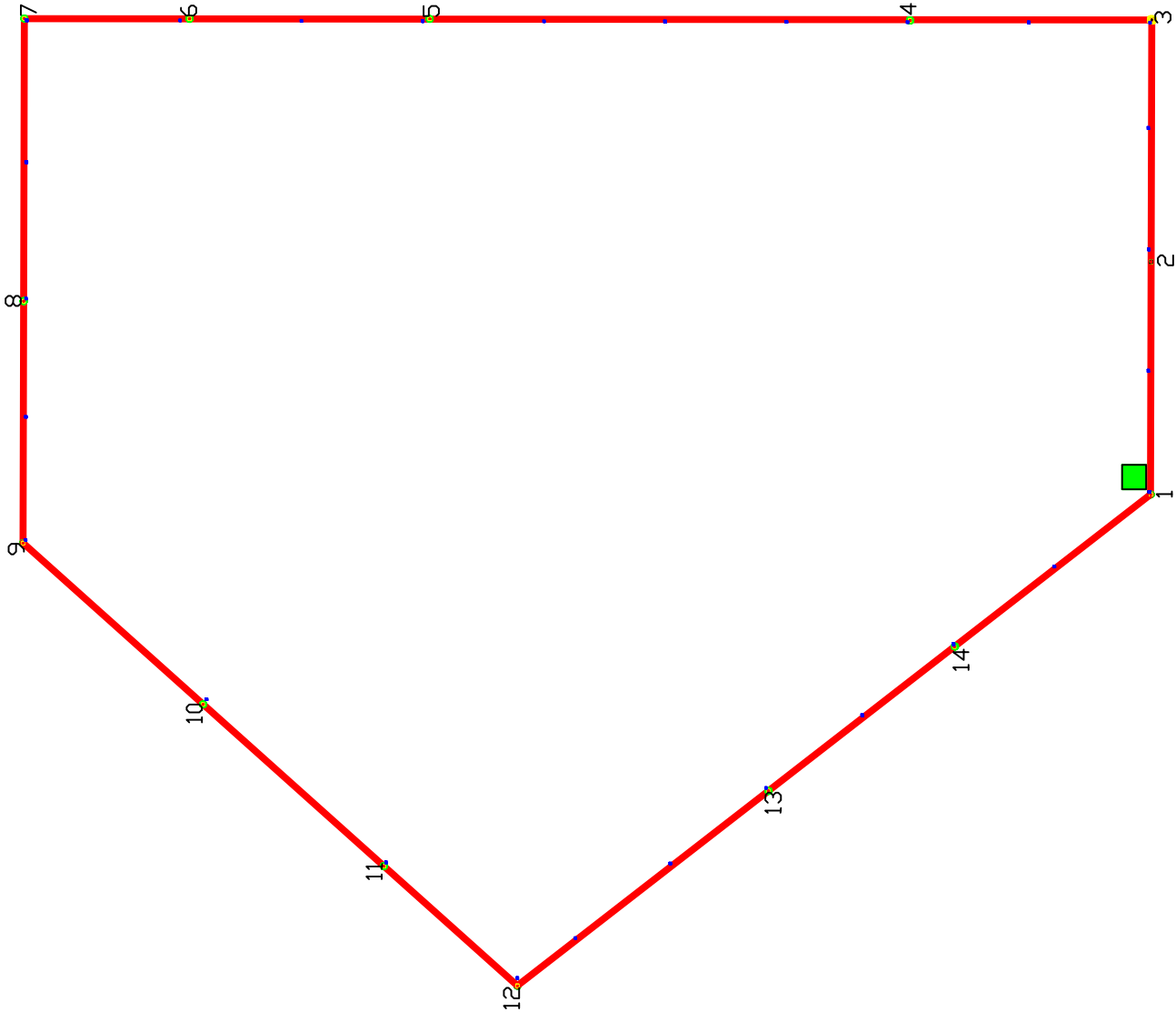
El Futuro Ingeniero Técnico Industrial

Raúl Blázquez Jiménez

La Propiedad

Parcela 13 Polígono 17

Término municipal: Rueda
Provincia: Valladolid



- CENTRO DE CONTROL
- CAMARA DE VIGILANCIA
- ARQUETAS

El perímetro de seguridad consta de 14 videocámaras que poseen un foco de led's para proporcionar imágenes de noche. Además se requieren arquetas accesibles al personal de la instalación dentro del perímetro. Por último, debe constar con un centro de control en el cual se registran y monitorizan las imágenes captadas

PROYECTO FIN DE CARRERA UC3M	
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1.15 MW EN RUEDA	
PERÍMETRO DE SEGURIDAD	
7	SEPT.2010
Raul Blázquez Jiménez	
Página 18	

VENTAJAS

Alta eficiencia

Los Paneles Solares de SunPower® son los paneles fotovoltaicos más eficientes del mercado.

Más energía

Nuestros paneles proporcionan hasta un 50% más de energía por área de superficie que los paneles convencionales y hasta un 100% más que los paneles de capa fina.

Menores costes de instalación

Más potencia por panel significa menos paneles por instalación. Esto permite ahorrar tiempo y dinero.

Diseño fiable y robusto

Este panel se adapta con total fiabilidad a diversas configuraciones de montaje, debido a sus materiales de eficiencia demostrada, su vidrio frontal templado y su resistente bastidor anodizado.



El Panel Solar 225 de SunPower® proporciona una mayor eficiencia y un rendimiento superior. Las 72 células solares con contactos en la cara posterior, así como el diseño optimizado del panel, aseguran una eficiencia de conversión total del 18,1%. El reducido coeficiente voltaje-temperatura del panel SunPower 225, y su excepcional rendimiento en condiciones de baja intensidad de radiación solar, generan una mayor cantidad de energía por Wp.

La ventaja de la alta eficiencia de SunPower – hasta el doble de potencia

	Capa fina	Convencional	SunPower
Vatio Pico / Módulo	65	170	225
Eficiencia	9,0%	13,0%	18,1%
Vatio pico / m²	90	130	181

Acerca de SunPower

SunPower diseña, fabrica y suministra tecnología solar fotovoltaica de alto rendimiento en todo el mundo. Nuestras células solares de alta eficiencia generan hasta un 50% más de potencia que las células solares convencionales. Nuestros paneles y sistemas solares, así como nuestros seguidores de alto rendimiento, generan una cantidad de energía significativamente mayor que los sistemas de la competencia.

Datos Eléctricos

Medidos en condiciones de prueba estándar (STC): Irradiancia 1000W/m², AM 1.5, temperatura de células 25° C

Potencia nominal (+5/-3%)	P_{nom}	225 W
Voltaje en el punto de máxima potencia	V_{mpp}	41,0 V
Corriente en el punto de máxima potencia	I_{mpp}	5,49 A
Voltaje de circuito abierto	V_{oc}	48,5 V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	5,87 A
Voltaje máximo del sistema	IEC	1000 V
Coeficientes de temperatura		
	Potencia	-0,38% / K
	Voltaje (V_{oc})	-132,5mV / K
	Corriente (I_{sc})	3,5mA / K
NOCT		45° C +/-2° C
Corriente nominal de fusibles en serie		20 A
Límite de corriente inversa (3 strings)	I_r	14,7 A

Datos Eléctricos

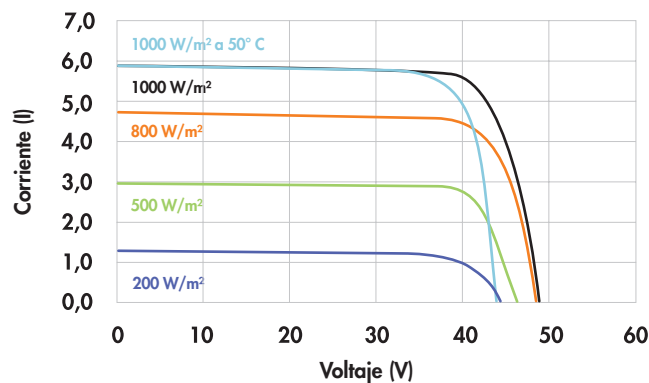
Medidos en temperatura nominal de operación de célula (NOCT): Irradiancia 800W/m², AM 1,5

Potencia nominal	P_{nom}	165 W
Voltaje en el punto de máxima potencia	V_{mpp}	37,5 V
Corriente en el punto de máxima potencia	I_{mpp}	4,40 A
Voltaje de circuito abierto	V_{oc}	45,4 V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	4,75 A

Datos Mecánicos

Células solares	72 células monocristalinas de contacto posterior SunPower	Cables de salida	Cable de 1000 mm de longitud / conectores MultiContact (MC4)
Vidrio frontal	Cristal templado de gran transmisividad	Bastidor	Aleación de aluminio anodizado (negro) tipo 6063
Caja de conexiones	IP-65 con 3 diodos de bypass 32 x 155 x 128 (mm)	Peso	15,0 kg

Curva I-V



Características corriente/voltaje dependiendo de la irradiancia y la temperatura del módulo

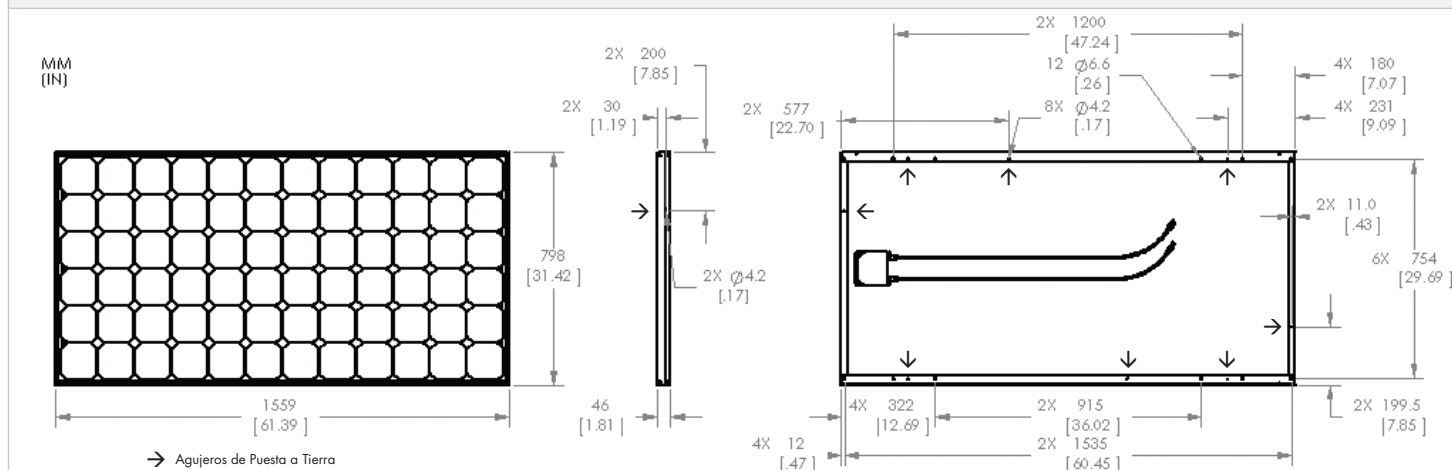
Condiciones de Prueba para Certificaciones

Temperatura	-40° C hasta +85° C
Carga máxima	550kg/m² (5400 Pa) frontal (p.ej. nieve) 245kg/m² (2400 Pa) frontal y posterior (p.ej. viento)
Resistencia al impacto	Granizo: 25 mm a 23 m/s

Garantías y Certificaciones

Garantías	Garantía limitada de potencia durante 25 años
	Garantía limitada del producto durante 10 años
Certificaciones	IEC 61215 Ed. 2, IEC 61730 (SCII)

Dimensiones



PRECAUCIÓN: LEA LAS INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD E INSTALACIÓN ANTES DE UTILIZAR EL PRODUCTO.

Para obtener información detallada, visite www.sunpowercorp.es

Technical Data

SINVERT 1000 MS

SIEMENS

Issue 2010-01-15

The SINVERT 1000 MS is the 3-phase inverter for large grid connected PV power plants, offering a peak efficiency of 96.5 %.

Functions like power factor control and other grid relevant parameters can be set according to requirements of the grid operator. Easy integration in plant wide control and monitoring systems is possible by standard communication interfaces.



Output side (AC)		
Rated grid voltage $U_{ac,r}$	V	3AC 400
Grid voltage $U_{ac}^{1)}$	V	360 ... 440
Rated frequency f_r	Hz	50
Grid frequency $f^{1)}$	Hz	49 ... 51
Rated output power $P_{ac,r}$	kW	1074
Maximum output current $I_{ac,max}$	A	1548
Power factor (at rated power)		> 0.99
THD I (at rated power)	%	< 2.5
Grid configuration		TN-C
Surge protection (internal)		Type 2
Input side (DC)		
MPP voltage range $U_{mpp,min} - U_{mpp,max}$	V	450 ... 750
Start-up input voltage $U_{dc,start}$ (alterable)	V	600
Maximum input voltage $U_{dc,max}^{2)}$	V	810
Maximum voltage for operation $U_{dc,op max}^{2)}$	V	810
Minimum voltage for operation $U_{dc,op min}$	V	450
Rated input power $P_{dc,r}$	kW	1116
Maximum input current $I_{dc,max}$	A	2484
Number of DC inputs		12
Maximum current per DC input	A	250
Surge protection (internal)		Type 2
Efficiency		
Maximum efficiency	%	96.5
European weighted efficiency (Euro eta)	%	96.1
CEC weighted efficiency	%	96.4
Consumption at night-time	W	65
Minimum DC power for operation	W	1800

¹⁾ These limits can be set to different values according to requirements of the local grid operator.

²⁾ Optional: 900 V DC.

Dimensions and weight

Width	mm	3 x 2718
Height	mm	2002
Depth	mm	834
Weight	kg	3 x 2025

General technical specifications

Galvanic isolation		by LF transformer
Noise level	dB(A)	< 78
Installation		suitable for indoor installation only
Mounting method		floor mounting
Cooling method		forced air ventilation air intake at lower front and through bottom air discharge through the cabinet roof
Cooling air requirement	m³/h	3 x 5400
Colour		RAL 7035

Climatic conditions

Ambient temperature for operation	°C	0 ... 50
Ambient temperature for storage and transport	°C	-25 ... 70
Maximum temperature for rated power	°C	40
Relative humidity	%	5 ... 85
Maximum altitude for operation (without derating)	m	1000
Other climatic conditions		3K3 (EN 60721-3-3)

Applicable standards and conformity

Safety		IEC 60439-1
EMC immunity		IEC 61000-6-2
EMC emission		IEC 61000-6-4
Harmonics		IEC 61000-3-4
Degree of protection		IP20 (IEC 60529)
Protection class		I

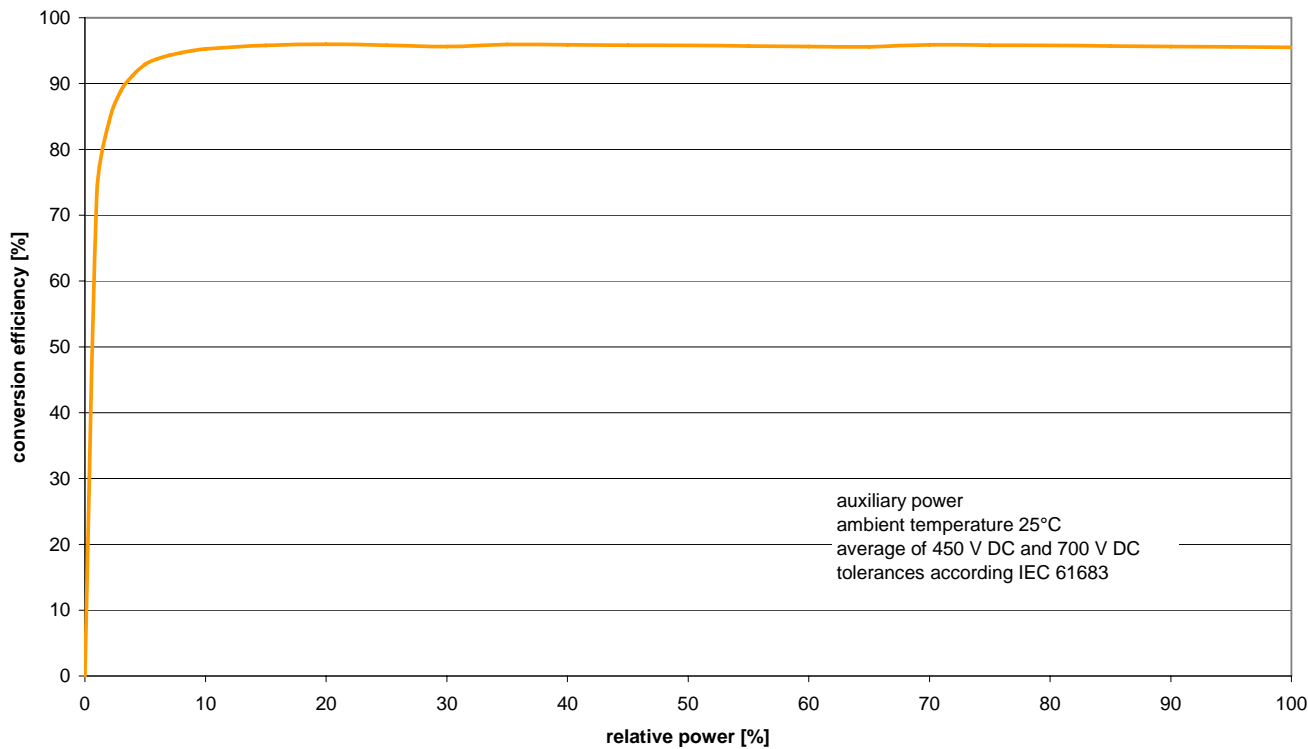
Connectors

Input DC		cable lug M10
Output AC		cable lug M12
Master-Slave DC link		cable lug M12

Operator panel

Display type	status LEDs; seven-segment display, double-digit
Operation	membrane keypad, key switch

Efficiency curve



Ordering information

Order number (MLFB)	6AG3100-1SB00-0AB0
---------------------	--------------------



Características Principales

Seguidor de Dos Ejes

Este tipo de seguimiento ofrece más rendimiento ya que sigue la trayectoria azimutal del sol y varía la inclinación de la parrilla en función de la elevación solar, a lo largo del año. Para proyectos concretos en los que se requiere precisión en la orientación de la superficie de captación, estos seguidores resultan una solución atractiva. Con capacidad para 20m² y 12m² con el AZ-225 y AZ-125 respectivamente, se pueden alcanzar potencias de entre 2,8 y 1,5 kW.

Fiabilidad y Robustez

Los seguidores solares Wattsun cuentan con una experiencia de 17 años en el mercado fotovoltaico, experiencia garantizada por más de 10.000 seguidores instalados en todo el mundo. Lo que les diferencia de otros seguidores actualmente en el mercado es que los seguidores Wattsun han evolucionado desde sus comienzos para ser empleados en lugares remotos sin electrificar, soportando durísimas condiciones climatológicas, por lo que hemos de resaltar su robustez de diseño y la simplicidad de mantenimiento, conceptos ambos trabajados y mejorados durante veinte años de investigación y desarrollo.

Mecanismo de Seguimiento

Los seguidores Wattsun de dos ejes usan un sistema de seguimiento patentado de lazo cerrado. Consta de un sensor óptico que percibe la posición del sol y proporciona información al control de la radiación total y del diferencial entre los lados opuestos del sensor, para garantizar el mejor seguimiento. El circuito del control ajusta automáticamente la sensibilidad del seguimiento y envía una señal a los dos motores, que mueven la parrilla a través de dos ejes hasta encontrar constantemente la posición óptima de captación. Se trata de un sistema de seguimiento altamente preciso.

Aumenta la Producción y Rendimiento

La producción de una planta fotovoltaica instalada con el seguidor solar azimutal de dos ejes incrementa el rendimiento energético en 28 — 31%, pudiendo llegar en casos concretos y ubicaciones específicas a superar estas cifras. Este incremento de producción significa una mejora considerable en la rentabilidad de la inversión.

Un Producto Diseñado para Cada Proyecto

La flexibilidad del diseño estructural del seguidor nos permite montar una amplia variedad de módulos fotovoltaicos. Además, existen dos opciones para los seguidores de dos ejes para adaptar a las necesidades concretas del cliente. Energés reconoce que cada proyecto es único, por eso nuestro departamento técnico ofrece un servicio de asesoramiento a cada cliente interesado en los seguidores solares Wattsun, hasta diseñando una adaptación del seguidor para una instalación más adecuada.

Servicio Integral

Energés puede ofrecer cualquier apoyo o servicio relacionado con el suministro de los seguidores solares Wattsun, desde la ingeniería hasta el montaje y mantenimiento de los seguidores durante la operación de la planta fotovoltaica. Energés fabrica en España y puede ofrecer suministros y servicios integrales para toda Europa. Cuenten con nosotros para un servicio completo y personalizado.

Garantía

La garantía de los seguidores solares Wattsun es de 5 años, con la opción de ampliar la garantía hasta 10 años.



Ficha Técnica **AZ-225****Seguidor Solar AZ-225**

DESCRIPCIÓN TÉCNICA

Superficie m2	20m2
Capacidad wp	2400 — 3000 wp
Tipo Seguimiento	Azimutal y Elevación
Precisión Seguimiento	+/- 0,5º
Radio de Seguimiento	270º
Eje	Dos ejes
Motor	Motor CC con consumo menor a 10wh/día
Rango de Inclinación parrilla	5º — 7 5º
Dimensiones parrilla	6,4m x 3,2m (varia según módulo)
Estructura	Acero galvanizado en caliente
Accesorios y Tornillería	Galvanizado; Acero Inoxidable; Aluminio Anodizado
Velocidad de viento de diseño	Hasta 150 km/h
Cimentación	Pilote o zapata
Pilar	Altura estándar de 1,8m, hasta 3m en proyectos concretos
Garantía	5 años

Ficha Técnica **AZ-125****Seguidor Solar AZ-125**

DESCRIPCIÓN TÉCNICA

Superficie m2	12m2
Capacidad wp	1440 — 1800 wp
Tipo Seguimiento	Azimutal y Elevación
Precisión Seguimiento	+/- 0,5º
Radio de Seguimiento	270º
Eje	Dos ejes
Motor	Motor CC con consumo menor a 10wh/día
Rango de Inclinación parrilla	5º — 7 5º
Dimensiones parrilla	5,0m x 2,4m (varia según módulo)
Estructura	Acero galvanizado en caliente
Accesorios y Tornillería	Galvanizado; Acero Inoxidable; Aluminio Anodizado
Velocidad de viento de diseño	Hasta 150 km/h
Cimentación	Pilote o zapata
Pilar	Altura estándar de 1,8m, hasta 3m en proyectos concretos
Garantía	5 años



POWERFLEX

RV-K 0,6/1kV

El cable flexible universal para la transmisión de potencia



a Aplicaciones

Este cable para distribución de energía es adecuado para todos los tipos de conexiones industriales de baja tensión, en redes urbanas, en instalaciones en edificios, etc. Su alta flexibilidad facilita substancialmente el proceso de instalación y, en consecuencia, es particularmente adecuado en trazados difíciles. Puede ser enterrado o instalado en un tubo, así como a la intemperie, sin requerir protección adicional. Finalmente, el cable Powerflex RV-K soporta entornos húmedos incluyendo la total inmersión en agua.

b Características

- 1.- Excelente flexibilidad:** El uso de conductores flexibles de cobre, así como los materiales de aislamiento y cubierta, hacen a este cable altamente flexible.
- 2.- Gran potencia:** El aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) permite una gran transmisión de potencia así como una mayor resistencia a sobrecargas. Adicionalmente, alcanza una temperatura máxima de servicio del conductor de 90 °C (vs. 70 °C en los cables tipo NYY, VV, N1VV-K).
- 3.- Menores costes de instalación:** El uso de cable flexible aumenta notablemente la velocidad de instalación, lo que en muchos casos significa menores costes de instalación.
- 4.- Propiedades frente al fuego:** La cualidad de no propagación de la llama del cable Powerflex RV-K contribuye a mejorar la seguridad general de la instalación.
- 5.- Protección:** La mezcla especial de PVC utilizada para la cubierta exterior proporciona un buen nivel de protección contra aceites minerales e hidrocarburos.
- 6.- Versatilidad:** El diseño del Powerflex RV-K permite instalar este cable en casi cualquier entorno: en el exterior, enterrado, en condiciones húmedas o incluso inmerso en agua.

Aplicaciones



Uso industrial



Intemperie



Enterrado



Entubado



Presencia
humedad



No
propagador
de la llama

G Datos técnicos

La tabla adjunta muestra el diámetro, peso, intensidad máxima admisible y caída de tensión detallada para cada cable.

Los valores de intensidad máxima admisible mostrados están basados en la norma IEC 60364. Las condiciones utilizadas para el cálculo son:

- Instalación al aire: se supone una instalación con ventilación adecuada y una temperatura ambiente de 30 °C (método de referencia F para unipolares y E para multiconductores).
- Instalación enterrada: cable en conducto enterrado a 70 cm, con una resistividad térmica del terreno de 2,5 °K·m/W y una temperatura del suelo de 20 °C (método de referencia D).
- Para cables de 2 y 3 conductores hasta 10 mm² se supone un circuito monofásico. Para el resto de cables se supone un circuito trifásico.

La caída de tensión es la máxima que puede ocurrir. Se ha calculado a la temperatura máxima del conductor y $\cos \phi = 1$.

Condiciones medioambientales



No propagador de la llama:
IEC 60332-1
EN 60332-1



Resistencia a los impactos:
AG 2
Impacto medio



Instalación al aire libre: permanente



Resistencia al agua:
AD 7 Inmersión



Resistencia a los ataques químicos:
buena

Dimensiones					
Sección	Diámetro	Peso	Aire libre a 30°C	Enterrado a 20°C	Caída tensión
mm ²	mm	kg/km	A	A	V/A · km
1 x 1,5	5,7	41	21	22	29,5
1 x 2,5	6,2	53	29	29	17,7
1 x 4	6,7	69	40	37	11,0
1 x 6	7,2	89	53	46	7,32
1 x 10	8,2	134	74	61	4,23
1 x 16	9,3	193	101	79	2,68
1 x 25	10,9	284	135	101	1,73
1 x 35	12,1	377	169	122	1,23
1 x 50	13,8	522	207	144	0,860
1 x 70	15,9	721	268	178	0,603
1 x 95	17,6	913	328	211	0,457
1 x 120	19,5	1.156	383	240	0,357
1 x 150	21,7	1.450	444	271	0,286
1 x 185	23,9	1.745	510	304	0,235
1 x 240	26,9	2.285	607	351	0,178
1 x 300	29,6	2.844	703	396	0,142
1 x 400	33,8	3.726	823	464	0,108
1 x 500	37,4	4.728	946	525	0,085
1 x 630	42,7	6.088	1088	596	0,064
2 x 1,5	8,4	91	26	26	34,0
2 x 2,5	9,5	121	36	34	20,4
2 x 4	10,6	162	49	44	12,7
2 x 6	11,4	208	63	56	8,45
2 x 10	14,4	346	86	73	4,89
2 x 16	16,6	512	115	95	3,10
3 G 1,5	9	108	26	26	34,0
3 G 2,5	10	145	36	34	20,4
3 G 4	11,1	196	49	44	12,7
3 G 6	12,3	262	63	56	8,45
3 G 10	15,2	434	86	73	4,89
3 x 16	17,6	645	100	79	2,68
3 x 25	21,1	972	127	101	1,73
3 x 35	24,1	1.306	158	122	1,23
3 x 50	27,8	1.822	192	144	0,860
3 x 70	30,8	2.464	246	178	0,603
3 x 16/10	18,7	749	100	79	2,68
3 x 25/16	22,1	1.112	127	101	1,73
3 x 35/16	24,6	1.425	158	122	1,23
3 x 50/25	29,1	2.045	192	144	0,860
3 x 70/35	33,8	2.832	246	178	0,603
3 x 95/50	37,7	3.628	298	211	0,457
3 x 120/70	42,9	4.706	346	240	0,357
3 x 150/70	46,8	5.747	399	271	0,286
3 x 185/95	53,5	7.174	456	304	0,235
3 x 240/120	60,4	9.300	538	351	0,178
4 G 1,5	9,6	128	23	22	29,5
4 G 2,5	10,8	174	32	29	17,7
4 G 4	12,1	241	42	37	11,0
4 G 6	13,3	322	54	46	7,32
4 G 10	16,5	537	75	61	4,23
4 x 16	19,6	817	100	79	2,68
4 x 25	23,1	1.201	127	101	1,73
4 x 35	26,1	1.642	158	122	1,23
4 x 50	31,3	2.327	192	144	0,860
4 x 70	36,1	3.206	246	178	0,603
4 x 95	40,4	4.092	298	211	0,457
4 x 120	45,4	5.227	346	240	0,357
4 x 150	50,4	6.600	399	271	0,286
4 x 185	56,1	8.026	456	304	0,235
4 x 240	63,1	10.491	538	351	0,178
5 G 1,5	10,7	153	23	22	29,5
5 G 2,5	11,9	210	32	29	17,7
5 G 4	13,3	291	42	37	11,0
5 G 6	14,7	393	54	46	7,32
5 G 10	18,0	654	75	61	4,23
5 G 16	21,6	1.013	100	79	2,68
5 G 25	25,6	1.506	127	101	1,73
5 G 35	29,1	2.040	158	122	1,23
5 G 50	34,5	2.895	192	144	0,860

*Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación sin previo aviso

d Diseño

- **Conductor:** conductor de cobre electrolítico recocido, clase 5 según IEC 60228.
- **Aislamiento:** aislamiento de XLPE, tipo DIX 3 según HD 603. La identificación normalizada, según HD 308, es por colores.
- **Cubierta:** cubierta de PVC flexible, de color negro, tipo DMV 18 según HD 603. La mezcla especial de PVC utilizada ofrece una excelente protección al ataque químico y a la absorción de agua.

Características



Según la norma:
IEC 60502
UNE 21123-2



Conductor: flexible
clase 5



Tensión nominal:
0,6/1 kV



Temperatura máxima
de servicio: 90°C



Radio de curvatura:
 $5 \times \phi$ cable



Marcaje: metro
a metro



TOXFREE ZH

RZ1-K (AS) 0,6/1 kV D.I.

El cable perfecto para derivaciones individuales



a Aplicaciones

Los cables libres de halógenos Toxfree ZH RZ1-K (AS) para derivaciones cumplen todos los requisitos de la ITC-BT 15 (Instalaciones de enlace. Derivaciones individuales). Estos cables incluyen en su configuración los dos conductores utilizados para la transmisión de energía (fase y neutro), el conductor de protección (tierra) y el hilo de mando de 1,5 mm² de color rojo. De esta forma se consigue reducir el coste de las instalaciones, al facilitar el trabajo del instalador y simplificar el acopio de materiales.



b Características

- 1.- No emite sustancias tóxicas:** Los gases y ácidos emitidos por la combustión de un cable conteniendo halógenos son altamente tóxicos para las personas expuesta a estos gases, con un posible resultado de muerte debido al envenenamiento. El cable Toxfree ZH RZ1-K no emite ninguna de estas sustancias, con lo que mejora la seguridad general de la instalación.
- 2.- No emite sustancias corrosivas:** El ácido clorhídrico (HCl) desprendido durante la combustión de un cable conteniendo halógenos es altamente corrosivo y afecta seriamente a los equipos electrónicos y a los ordenadores. El cable Toxfree ZH RZ1-K no emite ácido clorhídrico (HCl), evitando este tipo de daño.
- 3.- Baja emisión de humos:** Este cable evita la pérdida de visibilidad debida al humo producido por la combustión, por lo que facilita la evacuación de las personas y el trabajo del personal de rescate.
- 4.- Gran potencia:** El aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) permite una gran transmisión de potencia así como una mayor resistencia a sobrecargas. Adicionalmente, alcanza una temperatura máxima de servicio del conductor de 90 °C (vs. 70 °C en los cables tipo NYY, VV, N1VV-K).
- 5.- Propiedades frente al fuego:** La cualidad de no propagación del incendio de los cables Toxfree ZH RZ1-K evita desastres y contribuye a mejorar la seguridad general de la instalación.
- 6.- Ecológico:** El cable Toxfree ZH RZ1-K no contiene ningún material clorado como el PVC, evitando la emisión de dioxinas a la atmósfera.

Aplicaciones



Uso doméstico



Intemperie



Enterrado



Entubado



No propagador de la llama



No propagación del incendio

C Datos técnicos

La tabla adjunta muestra el diámetro, peso, intensidad máxima admisible y caída de tensión detallada para cada cable.

Los valores de intensidad máxima admisible mostrados están basados en la norma IEC 60364. Las condiciones utilizadas para el cálculo son:

- Instalación al aire: se supone una instalación con ventilación adecuada y una temperatura ambiente de 30 °C (método de referencia E).
- Instalación enterrada: cable en conducto enterrado a 70 cm, con una resistividad térmica del terreno de 2,5 °K·m/W y una temperatura del suelo de 20 °C (método de referencia D).
- En todos los cables se supone un circuito monofásico.

La caída de tensión es la máxima que puede ocurrir. Se ha calculado a la temperatura máxima del conductor y con $\phi = 1$.

Condiciones medioambientales



No propagación
del incendio:
IEC 60332-3
EN 50266



No propagador
de la llama:
IEC 60332-1
EN 60332-1



Libre de halógenos:
IEC 60754
EN 50267



Baja emisión de
humos:
IEC 61034



Resistencia a los
impactos: AG 2
Impacto medio



Resistencia al
agua: AD 3
Aspersión



Instalación al aire
libre: permanente



Resistencia a los
ataques químicos:
aceptable

Dimensiones					
Sección mm ²	Diámetro mm	Peso kg/km	Aire libre a 30°C A	Enterrado a 20 °C A	Caída Tensión V/A·km
3 G 10 + 1,5	14,3	432	86	73	4,89
3 G 16 + 1,5	16,4	623	115	95	3,10
3 G 25 + 1,5	20,6	961	149	121	2,00
3 G 35 + 1,5	23,4	1299	185	146	1,42

d Diseño

- **Conductor:** conductor de cobre electrolítico recocido, clase 5 según IEC 60228.
- **Aislamiento:** aislamiento de polietileno reticulado, libre de halógenos y con baja emisión de humos en caso de incendio, tipo DIX 3 según HD 603. La identificación normalizada, según HD 308, es por colores.
- **Cubierta:** cubierta de poliolefina según UNE 21123-4, de color verde, atóxica y no propagadora del incendio.

Características



Según la norma:
IEC 60502
UNE 21123



Conductor: flexible
clase 5



Tensión nominal:
0.6/1 KV



Temperatura
máxima de
servicio: 90°C



Radio de
curvatura: 5 x ϕ
cable



Marcaje: metro
a metro

simon

FUSIBLES



Serie Simon 11

La gama de fusibles **Simon 11** está diseñada para su perfecta aplicación tanto instalaciones residenciales como industriales.

Las principales ventajas de la **Simon 11** son las siguientes:

1 Fácil instalación y reemplazamiento: Su diseño y tamaño hacen a la gama de fusibles cilíndricos **Simon 11** ideales para instalaciones terciarias por su facilidad tanto en el montaje inicial como en su reemplazamiento.

2 Durabilidad: Los conductores de cobre electrolítico, por su diseño, están preparados para garantizar una larga duración en servicio del elemento.

3 Perfecta respuesta eléctrica ante el cortocircuito: En su interior queda totalmente asegurada la **expandibilidad casi nula de los gases** que se producen con el cortocircuito. La alta compactación de la arena tras estudios granulométricos exhaustivos es la responsable de este comportamiento físico. Además los modernos sistemas de producción aseguran una respuesta de funcionamiento homogénea de todos los fusibles.

Por otra parte, la calidad del receptáculo cerámico asegura en todos los casos la **respuesta adecuada al choque térmico**. Garantiza una total seguridad contra cortocircuitos y sobrecargas en las instalaciones de distribución y redes de cables. Está también indicada, por sus características, para proteger circuitos con corrientes de sobrecarga de corta duración.

La curva de fusión de los fusibles es de clase **gL/gG** siendo su capacidad de ruptura de 100 kA para 500 V~.

Por otra parte, la selectividad de los fusibles está, aproximadamente, en relación 1 a 1,6 de menor tamaño.

La gama **Simon 11** está diseñada según normas UNE-EN 60269-1: 2000, UNE-EN 60269-3 : 1996 + A1: 2004 UNE-HD, 60269-3-1:2009.

Fusibles cilíndricos clase gL/gG



TAMAÑO	IN [A]	ARTICULOS Con indicador	ARTICULOS Sin indicador	Potencia disipada W	Tensión V~	Poder de corte kA
8x32	2	11928 -31	11929 -31	1,8	400	20
	4	11930 -31	11931 -31	1,8		
	6	11932 -31	11933 -31	1,8		
	10	11934 -31	11935 -31	1,1		
	16	11936 -31	11937 -31	1,5		
	20	11938 -31	11939 -31	2,0		
	25	11940 -31	11941 -31	1,7		
10x38	2	11942 -31	11943 -31	1,8	500	100
	4	11944 -31	11945 -31	1,7		
	6	11946 -31	11947 -31	2,5		
	10	11950 -31	11951 -31	1,0		
	16	11954 -31	11955 -31	1,5		
	20	11956 -31	11957 -31	1,8		
	25	11958 -31	11959 -31	2,0		
14x51	32	11960 -31(1)	11961 -31(1)	2,9	500	100
	4	11962 -31	11963 -31	1,8		
	6	11964 -31	11965 -31	2,5		
	10	11968 -31	11969 -31	1,3		
	16	11972 -31	11973 -31	1,7		
	20	11974 -31	11975 -31	2,5		
	25	11976 -31	11977 -31	2,6		
22x58	32	11978 -31	11979 -31	3,3	500	100
	40	11980 -31	11981 -31	3,5		
	50	11982 -31(1)	11983 -31(1)	4,5		
	16	11984 -31	11985 -31	3,3		
	20	11986 -31	11987 -31	1,9		
	25	11988 -31	11989 -31	1,8		
	32	11990 -31	11991 -31	4,3		
22x58	40	11992 -31	11993 -31	4,0	500	100
	50	11994 -31	11995 -31	5,3		
	63	11996 -31	11997 -31	5,7		
	80	11998 -31	11999 -31	6,4		
	100	11900 -31(1)	11901 -31(1)	9		

**CURVAS
DE FUSIÓN**
Ver págs. 458/461

(1) Fusibles sobrecalibrados. Tensión de servicio 400 V~

Bases portafusibles seccionables para carril DIN

Cumplen con las normas IEC 60.947-1 y IEC 60.947-3

Las bases de tamaño 8x32 disponen de espacio para ubicar un fusible de recambio.

Se suministran sin fusibles.

Las bases de tamaño 14x51 y 22x58 pueden anclarse en carril DIN o en pared.



ARTICULO	DESCRIPCION	MODULOS
11101 -60	Unipolar 25 A 400 V, tamaño 8x32	1
11201 -60	Bipolar 25 A 400 V, tamaño 8x32	2
11301 -60	Tripolar 25 A 400 V, tamaño 8x32	3
11601 -60	Tripolar+neutro 25 A 400 V, tamaño 8x32	3
11102 -60	Unipolar 32 A 690 V, tamaño 10x38	1
11202 -60	Bipolar 32 A 690 V, tamaño 10x38	2
11302 -60	Tripolar 32 A 690 V, tamaño 10x38	3
11602 -60	Tripolar+neutro 32 A 690 V, tamaño 10x38	3
11103 -60	Unipolar 50 A 690 V, tamaño 14x51	1,5
11203 -60	Bipolar 50 A 690 V, tamaño 14x51	3
11303 -60	Tripolar 50 A 690 V, tamaño 14x51	4,5
11603 -60	Tripolar+neutro 50 A 690 V, tamaño 14x51	6
11104 -60	Unipolar 100 A 690 V, tamaño 22x58	2
11204 -60	Bipolar 100 A 690 V, tamaño 22x58	4
11304 -60	Tripolar 100 A 690 V, tamaño 22x58	6
11604 -60	Tripolar+neutro 100 A 690 V, tamaño 22x58	8

FUSIBLE
DE RECAMBIO



CERRADO



ABIERTO

protectores contra sobretensiones

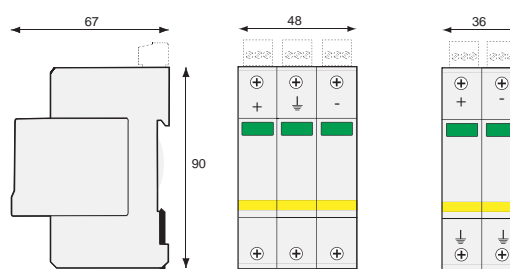
Clase II

Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas. Los productos se instalan en paralelo en las redes a proteger y ofrecen una protección en modo común o modo común y diferencial.

El esquema eléctrico integra varistores con un sistema de desconexión y sus indicadores asociados.

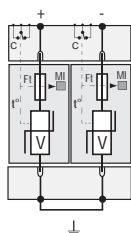


Dimensiones

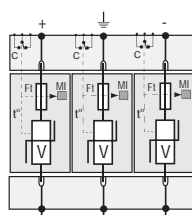


Conexión

PST25PV



PST31PV



V : Varistor de alta energía
Ft : Fusibles térmicos
t' : Sistema de desconexión térmica

Características técnicas

		PST25PV	PST31PV
tensión de régimen perm. máx.	U_c	550VDC	1000VDC
corriente de descarga nominal	I_n	20 kA	20 kA
corriente de descarga máxima	I_{max}	40 kA	40 kA
nivel de protección (a I_n)	U_p	2,2 kV	3 kV
teleseñalización (añadir T a la referencia)		PST25PVT	PST31PVT

Características mecánicas

	PST25PV / PST31PV
dimensiones	ver esquema
conexión a la red	por terminales de tornillos: 1,5-10mm ² (L/N) o 2,5-25mm ² (PE)
indicador de desconexión	2 indicadores mecánicos
montaje	carril simétrico 35 mm
temperatura de funcionamiento	-40/+85°C
grado de protección	IP20
material	termoplástico UL94-V0



Interruptor principal y parada de emergencia

60 × 60
Ø 22
3 candados
VCCDN12
VCCDN20



Interruptor principal y parada de emergencia
(Cofre IP55)

Maneta enclavable		3 candados	Accesorios posibles:	
			■ Polo.	
P nominal AC23/400 V			■ Barreta de tierra.	
			■ Contactos auxiliares.	
lthe	10 A	4 kW	VCFN12GE	2
	16 A	5,5 kW	VCFN20GE	2
	20 A	7,5 kW	VCFN25GE	0
	25 A	11 kW	VCFN32GE	0
	32 A	15 kW	VCFN40GE	0
	50 A	22 kW		
	63 A	30 kW		
	100 A	37 kW		
	140 A	45 kW		



Interruptor principal y parada de emergencia
(Cofre IP55)

Acces. posibles:		Acces. posibles:	
■ Polo.		■ Polo.	
■ Barreta de tierra.		■ Barreta de tierra.	
Cofre IP65 ■ Contactos aux.		Cofre IP65 ■ Contactos aux.	
VCF02GE	2	VBF02GE	2
VCF01GE	2	VBF01GE	2
VCF0GE	2	VBF0GE	2
VCF1GE	2	VBF1GE	2
VCF2GE	2	VBF2GE	2
VCF3GE	2	VBF3GE	3
VCF4GE	3	VBF4GE	3
VCF5GE	1*	VBF5GE	1*
VCF6GE	1*	VBF6GE	1*

(*) No es posibles añadir un polo principal.



Interruptor principal

45 × 45
no enclavable

VVD-0
VVD-1
VVD-2
VVD-3
VVD-4



Interruptor principal

45 × 45
1 candado

VVE-0
VVE-1
VVE-2
VVE-3
VVE-4



Interruptor principal

60 × 60
4 tornillos
3 candados

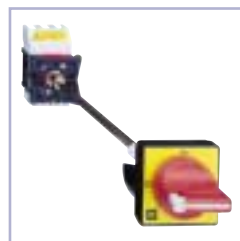
VBF02
VBF01
VBF0
VBF1
VBF2
VBF3
VBF4



Interruptor principal

90 × 90
4 tornillos
3 candados

VBF5
VBF6



Interruptor principal y parada de emergencia

60 × 60 60 × 60 90 × 90
Ø 22 ⁽¹⁾ 4 tornillos 4 tornillos
3 candados

VCCD02 **VCCF02**
VCCD01 **VCCF01**
VCCD0 **VCCF0**
VCCD1 **VCCF1**
VCCD2 **VCCF2**
VCCF3
VCCF4

VCCF5
VCCF6

(1) Con ranura antirotación.

FAC/3: Vigilante de Aislamiento con rearme automático

Descripción del equipo

El equipo FAC/3 detecta la falta de aislamiento a tierra en las instalaciones de energía fotovoltaica, dando dos ordenes de salida, una instantánea y otra temporizada a los elementos de maniobra de la instalación. La orden instantánea permite abrir la línea y la temporizada cortocircuitar la tensión de salida de los paneles, Asegurando de esta manera que la instalación queda sin tensión.

Posee una función interna de rearme automático, que permite restablecer la situación normal si el defecto de aislamiento ha desaparecido.

Aplicaciones

En instalaciones fotovoltaicas, el FAC/3 detecta las faltas de aislamiento, procediendo a dar las ordenes adecuadas a los elementos de maniobra. Ello permite prevenir de posibles descargas eléctricas al personal de instalación y mantenimiento.

Además, su función de rearme permite restablecer el servicio, una vez la falta de aislamiento ha desaparecido. (Por ejemplo derivaciones por la humedad a primera hora de la mañana.)

Características funcionales

- Conecta de forma permanente dos contactos de salida, uno de forma instantánea, en el momento que se detecta el defecto, y otro temporizado (entre 1 y 4 segundos) ajustable internamente.
- Diodos luminosos, que memorizan si el fallo se ha producido por (+) o (-).
- Pulsador de prueba para simular un fallo a tierra de (+) o de (-).
- Pulsador de Reset que el proceso inverso al de conexión (apagado de los led's y desconexión de los relés de salida).
- Rearme cada cierto tiempo prefijado (5, 15 o 30 minutos)

Características Constructivas

- Equipo realizado con microcontrolador.
- Caja de plástico para instalación en carril DIN.
- Bornes en carátula frontal.
- Contactos de salida libres de potencial.
- Alimentación de 220 Vca y/o de una tensión auxiliar de 12 Vcc).

Datos Técnicos

- Tensión Vigilancia: V_N
- Margen de funcionamiento: $V_N - 35\%$ a V_N
- Consumo en reposo: 0.5 W (a V_N)
- Consumo con defecto: <6 W
- Tiempo respuesta: <50ms (a $V_N = 600$)
- Resistencia máx. defecto: 20K Ω .
- Normas que cumple:
 - Reglamento Baja tensión
 - Normativa EMC, Inmunidad
 - Conforme RD 1663/2000
- Propiedades del contacto del relé:
 - Corriente permanente: 8 A.
 - Tensión máx.conmut.: 440 Vca.
 - Pot. máx. conmutac. : 2000 VA.



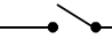

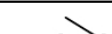
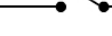
Frontal del Equipo

Mantenimiento

Cada seis meses o en las revisiones periódicas se recomienda pulsar PRUEBA para comprobar que el equipo actúa correctamente.

Garantía

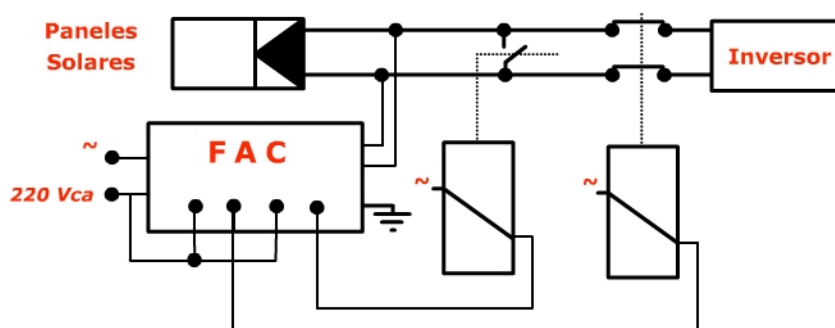
Dos años contra defectos de fabricación.

- 1 - Tierra
 3 - Conductor (+)
 5 - Conductor (-)
 7 -  Contacto Instantáneo
 9 -  Instantáneo
 11 -  Contacto Temporizado
 13 -  Temporizado
 15 - } 220 Vca
 17 - }

PROAT FAC

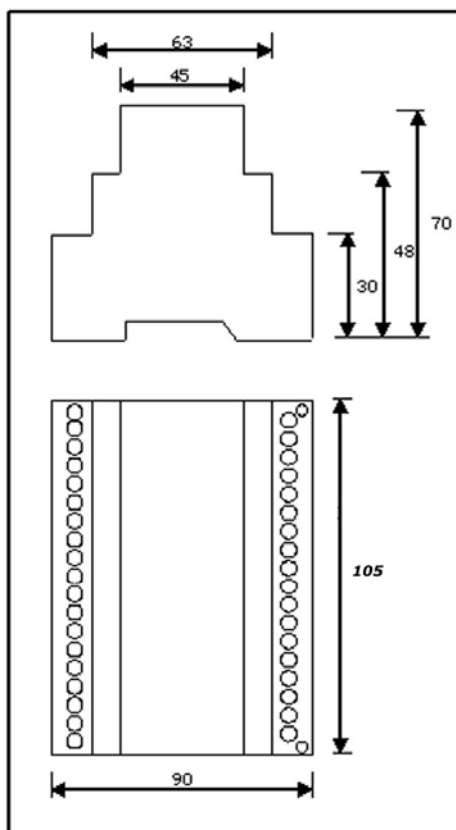
Etiqueta de Embornamiento

Modelos	Margen de Tensión
FAC800/3	500 a 800 Vcc
FAC650/3	450 a 650 Vcc
FAC450/3	300 a 450 Vcc
FAC300/3	200 a 300 Vcc
FAC200/3	130 a 200 Vcc
FAC130/3	85 a 130 Vcc
FAC085/3	55 a 85 Vcc
FAC055/3	24 a 55 Vcc



Conexión del FAC - Vigilante de Aislamiento en una instalación

Dimensiones Caja (Milímetros)



Formato Genérico de un modelo: FACXXX/3-Y

XXX - Tensión máxima de funcionamiento

Y - Tensión Auxiliar:

R = 220 Vca

B = 12 Vcc

A = 220 Vca y 12 Vcc

Ejemplo: FAC300/3-R modelo que actúa en el rango de 200 a 300 Vcc con tensión auxiliar de 220 Vca.

Dimensiones de la caja (milímetros)

Caja Montaje barra OMEGA DIN EN 50022. Material plástico auto extingible clase VO

PROAT
 Protecciones Eléctricas de Alta Tensión

c/ Pere III 8 4^o 1^a 08100 Mollet del Vallés (Barcelona) SPAIN
 Tel: 93/5790610 Fax: 93/5792522
 Email: comercial@proat.net
 www.proat.net

INFAC: Interruptor de continua para instalaciones fotovoltaicas

Descripción del equipo

El INFAC es un interruptor de estado sólido (ver Fig.1). Tiene, en la parte de potencia, una borna de positivo de entrada y una borna de positivo de salida, siendo el negativo común. En la parte de control dos entradas: una, que activa la transferencia de potencia entrada a salida (estado 'on') y la otra sirve para interrumpirla y a la vez cortocircuitar las bornas de entrada de potencia (estado 'corto'). En definitiva el dispositivo se comporta como un biestable con los dos estados descritos, conmutando a uno u otro al recibir un pulso a través de la entrada de control correspondiente: 6 ('on') o 7 ('corto'). El diodo D1 aísla la salida, del cortocircuito de la entrada en el estado 'corto'.

Aplicaciones

En instalaciones fotovoltaicas, el INFAC sirve como interruptor de continua. Al recibir la orden de apertura del vigilante de aislamiento (FAC por ejemplo), desconecta el inversor de los paneles solares y cortocircuita la entrada de potencia. Ello permite prevenir de posibles descargas eléctricas al personal de instalación y mantenimiento.

Características funcionales

- Alimentación de la propia instalación de paneles solares(y/o 220 Vac).
- Activación y desactivación por impulso de cierre de contacto.
- Sistema totalmente estático.
- Sin límite de maniobras.
- Tiempo pulso de maniobra: 100 mseg.(mínimo)

Características Constructivas

- Caja metálica con borna de conexión a tierra
- Bornes de potencia.

Datos Técnicos

- Tensión de corte hasta 1000 V_{cc}
- Intensidad cortocircuito < 20 Amp.
- Consumo: <50 W
- Tiempo respuesta: <50ms
- Caída tensión entrada-salida: <1V
- Normas que cumple:
 - Reglamento Baja tensión
 - Normativa EMC, Inmunidad

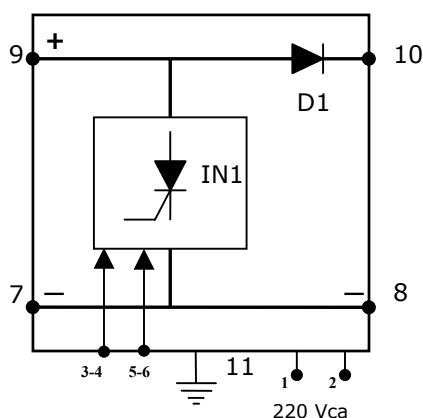


Fig. 1: Esquema del Interruptor INFAC



Garantía De dos años contra defectos de fabricación

Formato Genérico de un modelo: INFAC

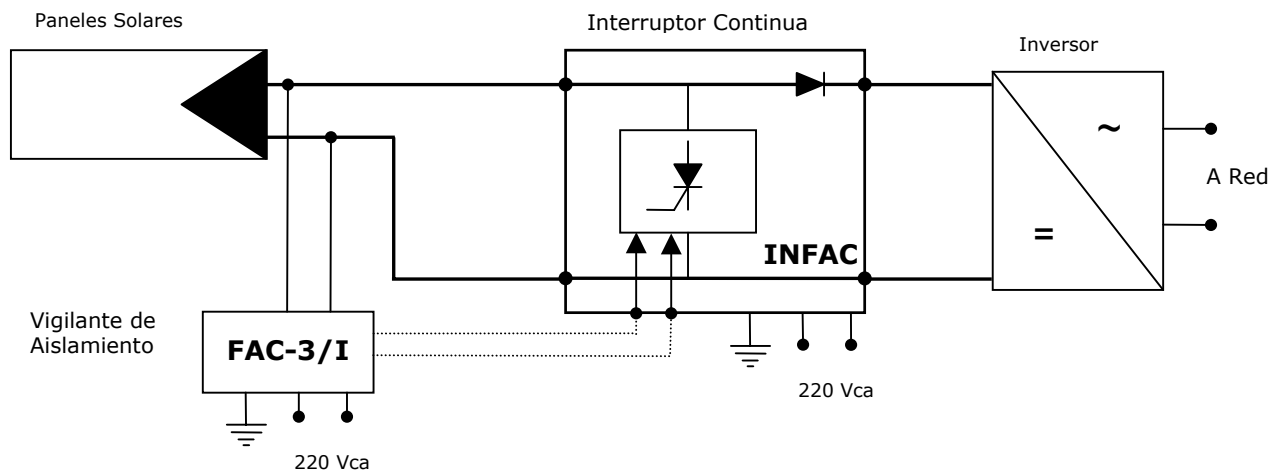
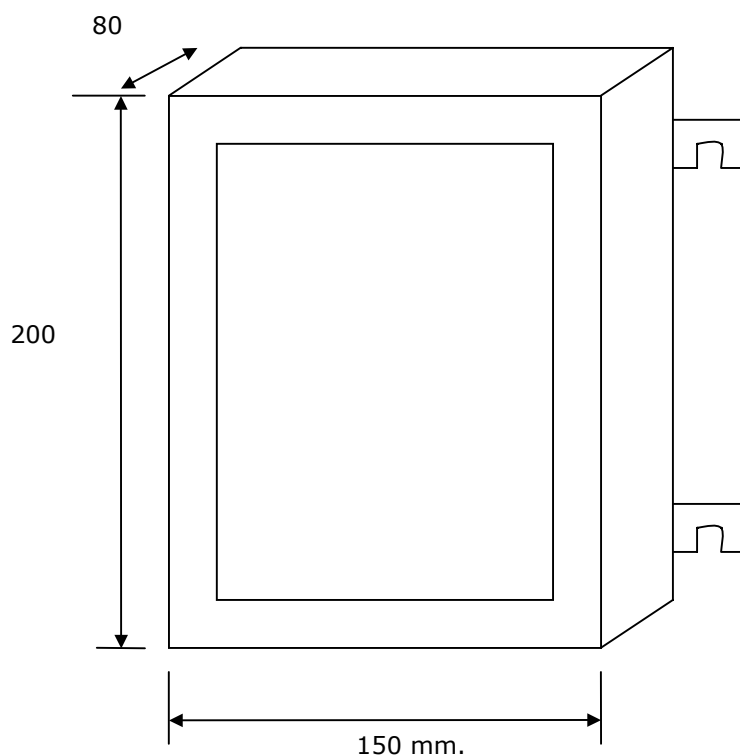


Fig.2: Conexión del Interruptor de Continua INFAC en una Instalación FV

Dimensiones de la caja (milímetros)



PROAT

Protecciones Eléctricas de Alta Tensión

c/ Pere III 8 4º1ª 08100 Mollet del Vallés (Barcelona) SPAIN

Tel: 93/5790610 Fax: 93/5792522

Email: comercial@proat.net

www.proat.net

Interruptores ABS

Amperes	Modelos Cap. Interruptiva Normal	
	SIN GABINETE	CON GABINETE

5	ABS 0053 005 Z	ABS 0053 005 G
10	ABS 0053 0010 Z	ABS 0053 0010 G
15	ABS 0053 0015 Z	ABS 0053 0015 G
20	ABS 0053 0020 Z	ABS 0053 0020 G
30	ABS 0053 0030 Z	ABS 0053 0030 G
40	ABS 0053 0040 Z	ABS 0053 0040 G
50	ABS 0053 0050 Z	ABS 0053 0050 G
60	ABS 0063 0060 Z	ABS 0063 0060 G
100	ABS 0103 0100 Z	ABS 0103 0100 G
125	ABS 0203 0125 Z	ABS 0203 0125 G
150	ABS 0203 0150 Z	ABS 0203 0150 G
175	ABS 0203 0175 Z	ABS 0203 0175 G
200	ABS 0203 0200 Z	ABS 0203 0200 G
225	ABS 0203 0225 Z	ABS 0203 0225 G
250	ABS 0403 0250 Z	ABS 0403 0250 G
300	ABS 0403 0300 Z	ABS 0403 0300 G
400	ABS 0403 0400 Z	ABS 0403 0400 G
500	ABS 0603 0500 Z	ABS 0603 0500 G
600	ABS 0603 0600 Z	ABS 0603 0600 G
700	ABS 0803 0700 Z	ABS 0803 0700 G
800	ABS 0803 0800 Z	ABS 0803 0800 G
1000	ABS 1003 1000 Z	ABS 1003 1000 G
1200	ABS 1203 1200 Z	ABS 1203 1200 G

Pregunte por otros productos de equipo de control como:

- ? Contactores magnéticos.
- ? Relevadores térmicos de sobrecarga y electrónicos.
- ? Arrancadores a tensión plena.
- ? Arrancadores combinados a tensión plena.
- ? Arrancadores a tensión reducida tipo autotransformador.
- ? Interruptores miniatura para montaje en riel Din.

Interruptores ABL

Amperes	Modelos Cap. Interruptiva ALTA	
	SIN GABINETE	CON GABINETE

15	ABL 0053 0015 Z	ABL 0053 0015 G
20	ABL 0053 0020 Z	ABL 0053 0020 G
30	ABL 0053 0030 Z	ABL 0053 0030 G
40	ABL 0053 0040 Z	ABL 0053 0040 G
50	ABL 0053 0050 Z	ABL 0053 0050 G
75	ABL 0103 0075 Z	ABL 0103 0075 G
100	ABL 0103 0100 Z	ABL 0103 0100 G
125	ABL 0203 0125 Z	ABL 0203 0125 G
150	ABL 0203 0150 Z	ABL 0203 0150 G
175	ABL 0203 0175 Z	ABL 0203 0175 G
200	ABL 0203 0200 Z	ABL 0203 0200 G
225	ABL 0203 0225 Z	ABL 0203 0225 G
250	ABL 0403 0250 Z	ABL 0403 0250 G
300	ABL 0403 0300 Z	ABL 0403 0300 G
350	ABL 0403 0350 Z	ABL 0403 0350 G
400	ABL 0403 0400 Z	ABL 0403 0400 G
500	ABL 0603 0500 Z	ABL 0603 0500 G
600	ABL 0603 0600 Z	ABL 0603 0600 G
700	ABL 0803 0700 Z	ABL 0803 0700 G
800	ABL 0803 0800 Z	ABL 0803 0800 G

Notas importantes:

- 1.- Todos los interruptores hasta 800 A. cuentan con zapatas de aluminio estañado con tornillo opresor para cable de cobre.
- 2.- Los gabinete son metálicos, para uso interior NEMA 1.
- 3.- Pueden fabricarse en gabinetes para intemperie NEMA 3R.
- 4.- Cuentan con una garantía contra defectos de fabricación de 5 años.
- 5.- Estos equipos cumplen con normas internacionales y han sido probados en los laboratorios eléctricos más grandes de Europa KEMA.

Interruptores Termomagnéticos



¡Usted ya conoce nuestra calidad, comprobada por nuestros productos de electrónica y línea blanca!

Haga la mejor compra, al mejor precio, con los productos industriales de LG.



Ventas en:

Diseño, impresión y distribución gratuita por: COINEL SA de CV

INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS

 LG Industrial Systems



CAPACIDAD INTERRUPTIVA NORMAL	Marco	ABS-53a	ABS-63a	ABS-103a	ABS-203a	ABS-403a	ABS-803a	ABS-1203
--------------------------------------	--------------	----------------	----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

Características generales. *

Amperes nominales.	10, 15, 20, 30, 40 y 50	60	100	125, 150, 175, 200 y 225	250, 300, 350 y 400	500, 600, 700 y 800	1000 y 1200
Voltaje de aislamiento.	690	690	690	690	690	690	690
Voltaje max. de operación.	600	600	600	600	600	600	600
Número de polos	3	3	3	3	3	3	3
Capacidad interruptiva en kA a 600 V	5	5	7.5	7.5	22	35	45
Capacidad interruptiva en kA a 500 V	7.5	7.5	7.5	7.5	25	45	50
Capacidad interruptiva en kA a 415 V	10	10	14	14	35	50	65
Capacidad interruptiva en kA a 240 V	25	25	25	25	50	100	100
Dimensiones en mm (frente X fondo con palanca X alto)	75 x 80 x 130	75 x 80 x 130	90 x 82 x 155	105 x 84 x 165	140 x 145 x 257	210 x 145 x 275	210 x 158 x 400

CAPACIDAD INTERRUPTIVA ALTA	Marco	ABL-53a	-	ABL-103a	ABL-203a	ABL-403a	ABL-803a	ABL-1203
------------------------------------	--------------	----------------	----------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

Características generales. *

Amperes nominales.	10, 15, 20, 30, 40 y 50	-	75 y 100	125, 150, 175, 200 y 225	250, 300, 350 y 400	500, 600, 700 y 800	1000 y 1200
Voltaje de aislamiento.	690	-	690	690	690	690	690
Voltaje max. de operación.	600	-	600	600	600	600	600
Número de polos	3	-	3	3	3	3	3
Capacidad interruptiva en kA a 600 V	35	-	35	35	35	42	65
Capacidad interruptiva en kA a 500 V	42	-	42	42	45	50	75
Capacidad interruptiva en kA a 415 V	65	-	65	65	65	65	85
Capacidad interruptiva en kA a 240 V	100	-	100	125	125	125	125
Dimensiones en mm (frente X fondo con palanca X alto)	105 x 109 x 165	-	105 x 109 x 165	105 x 127 x 165	140 x 145 x 257	210 x 145 x 275	210 x 158 x 400

* Sujetas a cambio sin previo aviso.

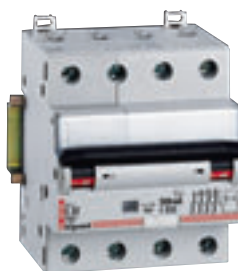
magnetotérmicos diferenciales DX™

6000 -10 kA

monobloc



0078 63









0079 80



Dimensiones pág. 123
Características técnicas págs. 94-99





Tipo AC
Conforme a la norma UNE-EN 61009-1
Poder de corte:
6.000 A UNE-EN 60898 y 61009 - 1
10 kA - UNE-EN CEI 60947-2

Emb.	Ref.	Unipolares + neutro 230 V~			
		Aparatos con marca  excepto 40 A			
	Curva C				
		Tipo AC  10 mA			
		Intensidad nominal (A)	Módulos 17,5 mm	Poder de corte UNE 60947-2 (KA) 230 V	
1	0078 45	16	2	10	
		Tipo AC  30 mA			
1	0078 60	6	2	10	
1	0078 61	10	2	10	
1	0078 63	16	2	10	
1	0078 64	20	2	10	
1	0078 65	25	2	10	
1	0078 66	32	2	10	
1	0078 67	40	2	10	
		Tipo AC  300 mA			
1	0078 71	6	2	10	
1	0078 72	10	2	10	
1	0078 74	16	2	10	
1	0078 75	20	2	10	
1	0078 76	25	2	10	
1	0078 77	32	2	10	
1	0078 78	40	2	10	
		Tipo Hpi   30 mA			
1	0085 64	10	2	10	
1	0085 65	16	2	10	
1	0085 66	20	2	10	
1	0085 67	25	2	10	
1	0085 68	32	2	10	
1	0085 69	40	2	10	

NOVEDAD

Auxiliares, pág. 89

Peines de conexión, págs. 128 y 129

Emb.		Ref.		Tetrapolares 400 V~			
		Curva C		Tipo AC  30 mA			
		Intensidad nominal (A)		Módulos 17,5 mm		Poder de corte UNE 60947-2 (KA) 400 V 230 V	
1	0079 62	10	4	10	10		
1	0079 64	16	4	10	10		
1	0079 65	20	4	10	10		
1	0079 66	25	4	10	10		
1	0079 67	32	4	10	10		
1	0080 13	40	7	10	25		
1	0080 14	50	7	10	25		
1	0080 15	63	7	10	25		
Tipo AC  300 mA							
1	0079 75	10	4	10	10		
1	0079 77	16	4	10	10		
1	0079 78	20	4	10	10		
1	0079 79	25	4	10	10		
1	0079 80	32	4	10	25		
1	0080 31	40	7	10	25		
1	0080 32	50	7	10	25		
1	0080 33	63	7	10	25		
Tipo A  30 mA							
1	0080 75	10	4	10	10		
1	0080 76	16	4	10	10		
1	0080 77	20	4	10	10		
1	0080 78	25	4	10	10		
1	0080 79	32	4	10	10		
Tipo A  300 mA							
1	0080 84	10	4	10	10		
1	0080 85	16	4	10	10		
1	0080 86	20	4	10	10		
1	0080 87	25	4	10	10		
1	0080 88	32	4	10	10		

NOVEDAD

coordinación o asociación de los magnetotérmicos⁽¹⁾ (en kA) **DX y DPX**

■ Poder de corte en asociación en red trifásica (+ N) 400/415 V según IEC 60947-2 (kA)

Magnetotérmicos aguas abajo		Magnetotérmicos aguas arriba												
		DX-h 10000 25 a 12,5 kA curva C		DX-D 15 kA	DX-L 25000 - 50 kA curva C		DPX 125 25 kA 36 kA		DPX 160 25 kA 50 kA		DPX 250 ER 25 kA 50 kA		DPX 250 36 kA	
		6 a 32 A	40 a 125 A	10 a 32 A	40 a 63 A	16 a 125 A	16 a 125 A	25 a 160 A	25 a 160 A	100 a 250 A	100 A 250 A	40 a 100 A	160 A	250 A
DX 6000- 10 kA curvas B y C	2 a 20 A	25	12,5	15	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	25 A	25	12,5	15	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	32 A		12,5		25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	40 A		12,5		25	25	25	25	25	25	25	25	25	20
	50 A					25	25	20	20	20	20	25	20	15
DX-h 10000 25 a 12,5 kA curvas B, C	63 A					25	25	15	15	15	15	20	15	15
	1 a 20 A				25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	25 A				25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	32 A				25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	40 A				25	25	25	25	25	25	25	25	25	20
DX-D - 15 kA	50 A				25	25	25	20	20	20	20	25	20	15
	63 A					25	25	15	15	15	15	20	15	15
DX-MA 25 kA (2,5 a 6,3 kA)	80 A					20	20	20	20	20	20	20	20	20
	100 A					20	20	20	20	20	20		20	20
DX-D 25 kA DX-MA 25 kA	125 A							15	15	15	15		15	15
	10 a 40 A					25	25	25	25	25	25	25	25	25
	63 A							18	18	18	18	18	18	18
DX-L 50 kA curva C	10 a 63 A				50				50		50			
DPX 125	16 a 125 A						36		50		50	36	36	36
DPX 160	25 a 160 A								50		50			
DPX 250 ER	100 a 250 A										50			
DPX 250	40 a 250 A													
DPX 630	320 a 630 A													
DPX 1600	630 a 1250 A													

■ Poder de corte en asociación en red trifásica (+ N) 230/240 V según IEC 60947-2 (permite obtener el poder de corte de asoci F/N, es decir, 230 V, conectado aguas abajo de un magnetotérmico bipolar o tripolar en un régimen de neutro TT o TNS).

Magnetotérmicos aguas abajo		Magnetotérmicos aguas arriba																
		DX 6000 10 kA curva B y C	DX-h 10000 25 kA a 12,5 kA curva C				DX-D 15kA	DX-L 50 kA curva C		DPX 125 25 kA 36 kA		DPX 160 25 kA 50 kA		DPX 250 ER 25 kA 50 kA		DPX 250 36 kA		
		2 a 63 A	6 a 32 A	40 a 63 A	80 a 125 A	10 a 32 A	10 a 32 A	40 a 63 A	16 a 125 A	16 a 125 A	25 a 160 A	25 a 160 A	100 a 250 A	100 a 250 A	40 a 100 A	160 A	250 A	
DX (uni + n) 6000 10 kA curvas B, C	0,5 a 10 A	25	50	25	20	25	50	25	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
	16 y 20 A	25	50	25	20	25	50	25	30	30	25	25	25	25	25	25	25	
	25 A	25	50	25	20	25	50	25	25	25	20	20	20	20	20	20	20	
	32 A	25		25	20			25	15	15	10	10	10	10	10	10	10	
	40 A	25		25	20			25	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
DX 6000 10 kA curvas B, C	2 a 10 A		50	25	20	25	50	50	35	40	50	50	50	50	50	50	50	
	25 A		50	25	20	25	50	50	35	40	50	50	50	50	50	50	50	
	32 A			25	20			50	35	40	50	50	50	50	50	50	50	
	40 A			25	20			50	35	40	50	50	50	50	50	50	50	
	50 A				20			25	25	25	36	36	36	36	45	36	30	
	63 A				20				25	25	30	30	30	30	30	45	30	
DX-h 10000 25 kA curvas B, C	1 a 20 A						50	50	35	40	50	50	50	50	50	50	50	
	25 A							50	35	40	50	50	50	50	50	50	50	
	32 A							50	35	40	50	50	50	50	50	50	50	
	40 A							50	35	40	50	50	50	50	50	50	50	
	50 A							25	25	25	36	36	36	36	45	36	30	
	63 A								25	25	30	30	30	30	45	30	30	
	80 A								25	25	25	25	25	25		25	25	
DX-D 15 kA DX-MA 25 kA (2,5 a 6,3 A)	100 A								25	25	25	25	25	25		25	25	
	125 A										25	25	25	25		25	25	
DX-D 25 kA DX-MA 25 kA	10 a 40 A						36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	
	63 A								25	25	25	25	25	25	25	25	25	
DX-L 50 kA curva C	10 a 63 A						70	70					70	70				
DPX 125	16 a 125 A									50		50	50	50	60	60	60	
DPX 160	25 a 160 A												50	50	60			
DPX 250 ER	25 a 250 A																	
DPX 250	100 a 250 A																	
DPX 630	250 a 630 A																	
DPX 1 600	630 a 1600 A																	

(1) Todos estos valores son válidos también para los magnetotérmicos diferenciales. Según los calibres del magnetotérmico, cuidado con el umbral magnético del magnetotérmico aguas arriba que debe ser obligatoriamente superior.

coordinación o asociación

- fusibles, DX

	DPX-H 250 70 kA			DPX 630 36 kA		DPX-H 630 70 kA		DPX 1 600 50 kA	DPX-H 1 600 70 kA
	40 a 100 A	160 A	250 A	250 a 400 A	500 y 630 A	250 a 400 A	500 y 630 A	630 a 1 600 A	630 a 1 600 A
	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	25	25	25	25	25	25	25	20	20
	25	25	25	25	25	25	25	15	15
	25	25	20	20	20	20	20	15	15
	25	20	15	15	15	15	15	12,5	12,5
	20	15	15	15	15	15	15	12,5	12,5
	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	25	25	25	25	25	25	25	20	20
	25	25	25	25	25	25	25	15	15
	25	25	20	20	20	20	20	15	15
	25	20	15	15	15	15	15	12,5	12,5
	20	15	15	15	15	15	15	12,5	12,5
	20	20	20	20	15	20	-	-	-
		20	20	20	15	20	-	-	-
		15	15	15	12,5	15	-	-	-
		25	25	25	25	25	25	25	25
		18	18	18	18	18	18	18	18
	50	50	50			50	50	50	50
	70	70	70	36	36	70	70		
	70	70	70	36	36	70	70		
	70	70	70			70	70	50	50
		70	70			70	70	50	70
						70	70	50	70
									70

coordinación de un magnetotérmico Uni+neutro o bipolar conectado entre

	DPX-H 250 70 kA			DPX 630 36 kA		DPX-H 630 70 kA		DPX 1 600 50 kA	DPX-H 1 600 70 kA
	40 a 100 A	160 A	250 A	250 a 400 A	500 y 630 A	250 a 400 A	500 y 630 A	630 a 1 600 A	630 a 1 600 A
	30	30	30	25	25	25	25	20	20
	25			25	25	25	25	20	20
	20	20	20	20	20	20	20	15	15
	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	45	36	30	30	30	30	30	25	25
		45	30	30	30	30	30	25	25
	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	45	36	30	30	30	30	30	25	25
	45	30	30	30	30	30	30	25	25
	25	25	25	25	25	25	25	-	-
		25	25	25	25	25	25	-	-
		25	25	25	25	25	25	-	-
	36	36	36	36	36	36	36	36	36
	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	70	70	70	70	70	70	70	70	70
	70	70	70	60	60	70	100		
	100	100	100	60	60	70	100		
	100	100	100	60	60	70	100	70	
							100	70	100
							100	70	100
									100

El magnetotérmico aguas arriba debe tener siempre el poder de corte requerido (en 400 V)

■ Fusibles y magnetotérmicos DX (en kA)

En red trifásica (+ N) 400/415 V
según IEC 60947-2

		Fusibles aguas arriba Tipo gG	
Magnetotérmicos aguas abajo		20 a 50 A	63 a 160 A
DX [6000] - 10 kA Curvas B y C	1 a 40 A	100	100
	50 a 63 A		100
DX-h [10000] - 25 kA Curva C	2 a 40 A	100	100
	50 a 125 A		100
DX-L [25000] - 50 kA Curva C	10 a 40 A	100	100
	50 - 63 A		100
DX-D, DX-MA	1 a 40 A	100	100
	50 - 125 A		100

En red trifásica (+ N) 230/240 V
según IEC 60947-2

		Fusibles aguas arriba Tipo gG	
Magnetotérmicos aguas abajo		20 a 50 A	63 a 160 A
DX uni + neutro [6000] - 10 kA	0,5 a 40 A	50	25
DX [6000] - 10 kA Curvas B y C	1 a 40 A	100	100
	50 a 63 A		100
DX-h [10000] - 25 kA Curva C	2 a 40 A	100	100
	50 a 125 A		100
DX-L [25000] - 50 kA Curva C	10 a 40 A	100	100
	50 - 63 A		100
DX-D, DX-MA	1 a 40 A	100	100
	50 - 125 A		100

tabla de selectividad **DPX / DX** límites de selectividad (valor medio en amperios)

DPX aguas arriba

DX aguas abajo		DPX 125				DPX 160		DPX 250 ER/				DPX 250/ DPX-H 250				DPX 630/ DPX-H 630/		DPX DPX-H 1 600
		40 A	63 A	100 A	125 A	100 A	160 A	63 A	100 A	160 A	250 A	63 A	100 A	160 A	250 A	100 y 160 A	250 a 630 A	630 A a 1600 A
DX uni + neutro ⁽¹⁾ Curva C	0,5 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	1 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	2 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	3 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	4 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	6 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	8 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	10 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	13 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	16 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	20 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	25 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	32 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	40 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	1 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
DX DX-h Curva C	2 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	3 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	6 A	6000	6000	T	T	T	T	T	T	T	T	6000	T	T	T	T	T	T
	10 A	5000	5000	7500	7500	7000	T	5000	T	T	T	5000	T	T	T	T	T	T
	16 A	4000	4000	6000	6000	6000	T	4000	T	T	T	4000	T	T	T	T	T	T
	20 A	3000	3000	5000	5000	5000	T	4000	8000	T	T	4000	8000	T	T	T	T	T
	25 A	3000	3000	4500	4500	4000	8500	3000	6000	8500	T	3000	6000	T	T	T	T	T
	32 A		2000	4000	4000	4000	7000	2000	5000	7000	T	2000	5000	T	T	T	T	T
	40 A		2000	3000	3000	3000	6000	2000	4000	6000	T	2000	5000	T	T	T	T	T
	50 A			3000	3000	3000	5500		4000	5500	7000		4000	8000	T	T	T	T
	63 A			3000	3000	3000	5000		3000	5000	6000		4000	8000	T	T	T	T
	80 A				2000	2000	5000		2500	5000	6000			8000	T	T	T	T
	100 A					4000			4000	5000				7500	T	T	T	T
	125 A					2000				3000				3000	8000	T	T	T
DX-D 15 kA Curva D y DX-MA (de 2,5 a 6,3 A)	1 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	2 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	3 A	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	6 A	6000	6000	T	T	T	T	T	T	T	T	6000	T	T	T	T	T	T
	10 A	5000	5000	7500	7500	7500	T	4000	T	T	T	5000	T	T	T	T	T	T
	16 A	4000	4000	6000	6000	6000	T	3500	6000	T	T	4000	T	T	T	T	T	T
	20 A	3000	3000	5000	5000	5000	T	3500	6000	T	T	4000	8000	T	T	T	T	T
	25 A	3000	3000	4500	4500	9500	8500	2500	5500	8500	T	3000	6000	T	T	T	T	T
	32 A	2000	4000	4000	7000	7000	7000	4500	7000	T		2000	5000	T	T	T	T	T
	40 A		2000	3000	3000	4000	6000	2000	4500	6000	T	2000	5000	T	T	T	T	T
	50 A			3000	3000	3000	5500		3500	5500	T		4000	8000	T	T	T	T
	63 A			3000	3000	3000	5000		3500	5000	6000		4000	8000	T	T	T	T
	80 A				1500		4000			4000	5000			7000	T	T	T	T
	100 A					3000			3000	4000				6500	T	T	T	T
	125 A					1500				1500	2000			2000	7000	T	T	T
DX-L Curva C y DX-MA (de 10 a 63 A)	10 A					T	T	T	T	T	T		T	T	T	T	T	T
	16 A					T	T	20000	T	T	T		40000	T	T	T	T	T
	20 A					20000	T	15000	22000	T	T		33000	T	T	T	T	T
	25 A					15000	T	12000	18000	T	T		28000	T	T	T	T	T
	32 A					10000	20000	9000	13000	T	T		20000	T	T	T	T	T
	40 A					7000	17000	6000	8000	20000	25000		13000	T	T	T	T	T
	50 A					3000	8000		4000	10000	20000		8000	20000	T	T	T	T
	63 A					3000	8000		4000	10000	15000		8000	20000	T	T	T	T

T: selectividad total, hasta el poder de corte del magnetotérmico aguas abajo, según IEC 60947-2

El magnetotérmico aguas abajo, siempre debe tener un umbral magnético y una intensidad nominal inferior al magnetotérmico aguas arriba

(1) Con las Ph + N la selectividad se aplica para el Icu entre F y N, es decir, 230 V, en red 230/400 V

Para las columnas aplicables a varios armarios con distinto poder de corte, la selectividad no sobrepasa nunca el poder de corte del aparato aguas arriba, si este valor es superior hay que tomar como valor el poder de corte del aparato aguas arriba.

Ejemplo: DPX 250 (PdC 36 kA) aguas arriba y DX-L 16 A aguas abajo:

tomar el valor 36 kA, y no el valor 40 000 A indicado en el cuadro. Este último valor es válido para el DPX-H 250

magnetotérmicos y auxiliares DX

características técnicas

■ Poder de corte en régimen de neutro IT

Poder de corte 1 polo (sólo) de 1 magnetotérmico a 400 V según IEC 60947-2

DNX y DX uni + neutro ⁽¹⁾ curvas B y C	1,5	kA	DX-L curva C	10 a 63 A	6	kA
DX ⁽²⁾ curvas B y C			DX-D 15 kA	≤ 32 A	4	kA
DX-h curvas B y C	≤ 63 A	3	kA	40 a 125 A	3	kA
	≤ 20 A	6	kA	DX-D - 25 kA		
	25 A	5	kA	10 a 40 A	6	kA
	32 y 40 A	4	kA	DX-MA		
	50 y 63 A	3	kA	2,5 a 40 A	6	kA
	80 y 125 A	4	kA	63 A	4,5	kA

(1) O bien el/los conductor/es neutro, están protegidos contra los cortocircuitos por un dispositivo de protección situado aguas arriba, o bien el/los circuito/s están protegidos por un dispositivo de protección de corriente diferencial residual. En este caso, los conductores, deben tener la misma sección y su protección asegurada mediante magnetotérmicos con la misma corriente asignada y la misma característica de disparo (tipo B, C o D)
(2) Uni, bi, tri o tetrapolar

■ Poder de corte en caso de cortocircuito a tierra y tensión de aislamiento

	DNX y DX fase + Neutro	DX Curvas B y C DX-D < 63 A	Dx-h Curvas B y C DX-D 80 a 125 A	DX-L Curvas C DX-D 25 kA
Icn 1	4 500 A	6 kA	10 kA	25 kA
Ui	250 V	500 V	500 V	500 V

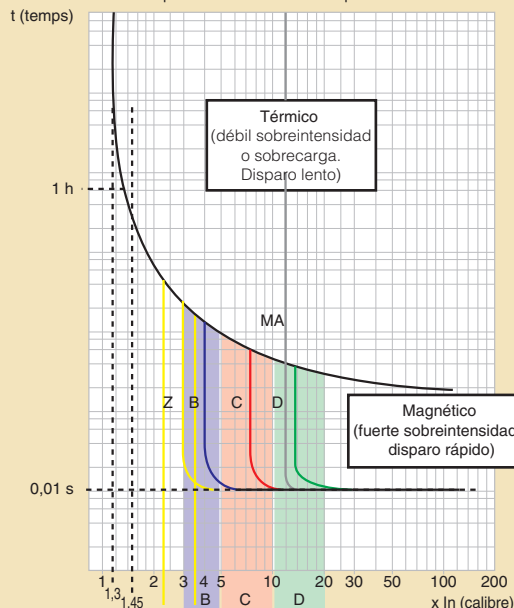
Icn 1: Poder de corte de 1 polo en magnetotérmicos multipolos, en caso de cortocircuito a tierra
Ui: Tensión asignada de aislamiento

■ Capacidad de embornamiento

	Cable máxi	
	rígido	flexible
• DNX y DX uni + N, diferencial o no	16	10
• DX, DX-h, DX-D 15 kA, DX-MA ≤ 6,3 A bloques diferenciales ≤ 63 A bloques diferenciales DX-L	35	25
• DX-h, bloques diferenciales 80, 100, 125 A, DX-L, DX-D 25 kA, DX-MA ≥ 10 A	70	50
• Auxiliares	2,5	2,5

■ Curvas de magnetotérmicos

- Umbral de disparo térmico a temperatura ambiente de 30 °C

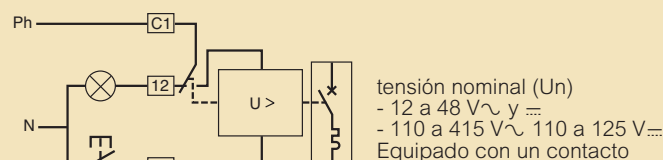


Curvas	Ajuste del umbral magnético
Z	2,4 a 3,6 In
B	3 a 5 In
C	5 a 10 In
D	10 a 14 In (10 a 20 según las normas)
MA	12 a 14 In

■ Características técnicas de los auxiliares DX

- Sección máxima de embornamiento: 2,5 mm²
- Temperatura de funcionamiento: - 5 a + 50 °C

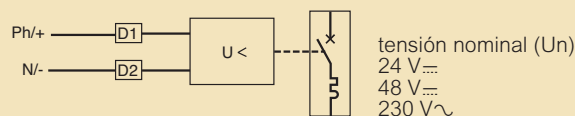
• Bobina de disparo a emisión de corriente



Tensión míni y máxi: de 0,7 a 1,1 V
Tiempo de disparo: < a 20 ms
Potencia consumida: 1,1 x 48 V = 121 VA
1,1 x 415 V = 127 VA
Impedancia: 12 a 48 V = 23 Ω
110 a 415 V = 1640 Ω

Consumo	U míni	U máxi
12 a 48 V	522 mA	2610 mA
110 a 415 V	69 mA	259 mA

• Disparo por mínima tensión



Tensión de disparo ≥ 0,55 Un
Tiempo de disparo: de 100 a 400 ms ± 10 % (regulable)
Potencia consumida: 24 V~: 0,1 VA
48 V~: 0,2 VA
230 V~: 1 VA

magnetotérmicos y auxiliares DX

características técnicas (continuación)

■ Protección de circuitos alimentados en corriente continua

Los interruptores DX y DX-H Lexic (1P/2P/3P/4P - In 63 A) concebidos para ser utilizados en redes de 230/400 V~, pueden ser utilizados en corriente continua. Tomando en cuenta las siguientes indicaciones:

1 - Protección contra cortocircuitos

Valor máximo del umbral de disparo magnético multiplicado por 1,4

Ejemplo: para un interruptor curva C cuyo umbral de disparo está comprendido entre 5 a 10 In en corriente alterna, el umbral de disparo estará comprendido entre 7 y 14 In en corriente continua

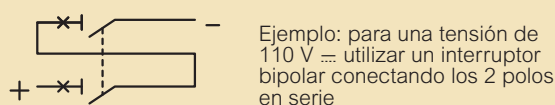
2 - Protección contra la sobrecarga

La curva de disparo térmico tiempo/corriente es la misma que para corriente alterna

3 - Tensión de utilización

Tensión máxi de utilización: 80 V por polo (60 V para los P + N)

Para las tensiones superiores a este valor, será necesario cablear varios polos en serie



4 - Poder de corte

4000 A para interruptores unipolares bajo tensión máxima 80 V CC por polo. Bajo otras tensiones, los poderes de corte son los siguientes:

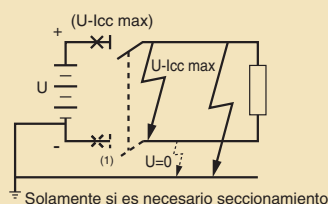
DX	tensiones	unipolar	bipolar	tripolar	tetrapolar
Según IEC 947.2	Icu	48 V	6 kA	6 kA	
		110 V		6 kA	
		230 V			10 kA
	Ics ⁽¹⁾	48 V	100 %	100 %	
		110 V		100 %	
		230 V			100 %
DX-H	Icu	48 V	10 kA	10 kA	
		110 V		10 kA	
		230 V			15 kA
	Ics ⁽¹⁾	48 V	100 %	100 %	
		110 V		100 %	
		230 V			100 %

5 - Conexión de polos de corte⁽¹⁾:

Para elegir el magnetotérmico y determinar la conexión de los polos de corte es necesario conocer el modo de conexión a la tierra de la instalación

• Red con polaridad referida a tierra:

Conectar todos los polos necesarios en serie en el conductor de la polaridad opuesta a la referida a tierra. Si se desea hacer el seccionamiento, será necesario colocar un polo suplementario en el conductor de la polaridad referida a tierra



(1) : En % de Icu

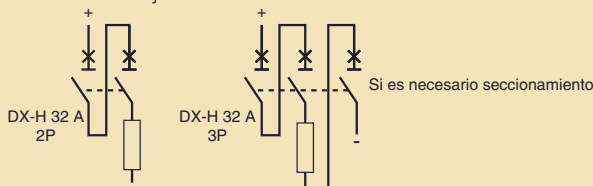
Ejemplo: circuito referido a tierra por polaridad negativa / $U = 110 \text{ V}_{\text{CC}}$ / $I_{\text{cc}} = 10 \text{ kA}$ / $I_n = 32 \text{ A}$

Proteger la polaridad positiva mediante magnetotérmico capaz de cortar 10 kA bajo 110 V (DX-H 2P 32 A con 2 polos sobre la polaridad positiva). Para asegurar el seccionamiento utilizar un DX-H 3P 32 A con 2 polos sobre la polaridad positiva y uno sobre el negativo

DX-H LEXIC	tensión	unipolar	bipolar	tripolar	tetrapolar
Según IEC 947.2	Icu	48 V	10 kA	10 kA	
		110 V		10 kA	
		230 V			15 kA

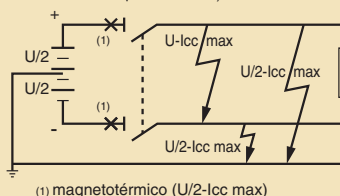
• Red referida a tierra en un punto medio:

Poner sobre cada polaridad el número de polos necesarios al corte de I_{cc} bajo la media-tensión



Ejemplo: circuito referido a tierra en un punto medio / $U = 230 \text{ V}_{\text{CC}}$ / $I_{\text{cc}} = 6 \text{ kA}$ / $I_n = 10 \text{ A}$

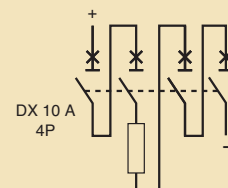
Proteger cada polaridad con un magnetotérmico con poder de corte + kA bajo la media-tensión, es decir, 115 V (DX 4P 10 A con 2 polos sobre cada polaridad)



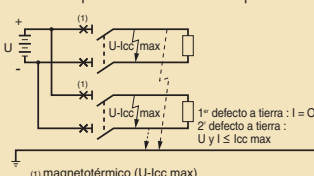
DX LEXIC	tensiones	unipolar	bipolar	tripolar	tetrapolar
Según IEC 947.2	Icu	48 V	6 kA	6 kA	
		110 V		6 kA	
		230 V			10 kA

• Red aislada de la tierra:

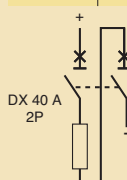
Repartir los polos necesarios para el corte sobre las 2 polaridades con el fin de quedar protegido en caso de doble defecto (fallo) a tierra (en particular si hay varios circuitos en paralelo)



Ejemplo: circuito aislado de la tierra / $U = 48 \text{ V}_{\text{CC}}$ / $I_{\text{cc}} = 4,5 \text{ kA}$ / $I_n = 40 \text{ A}$. Proteger la instalación con un magnetotérmico con poder de corte 6,0 kA bajo 48 V y proteger cada polaridad (magnetotérmico DX 2P 40 A con un polo sobre cada polaridad)



DX LEXIC	tensiones	unipolar	bipolar	tripolar	tetrapolar
Según IEC 947.2	Icu	48 V	6 kA	6 kA	
		110 V		6 kA	
		230 V			10 kA



magnetotérmicos y auxiliares DX

características técnicas (continuación)

Tipo AC

Los automáticos diferenciales tipo AC detectan las corrientes residuales alternas.
En la mayoría de los casos (aplicaciones normales) se utilizan para la detección en corriente alterna 50/60 Hz.

Tipo A

Los automáticos diferenciales tipo A, además de las características de los tipos AC, detectan también las corrientes residuales con componente continua.
Se utilizan cada vez que las corrientes de defecto no son sinusoidales. Están particularmente adaptados para las aplicaciones específicas siguientes: (líneas dedicadas).
• En los locales de vivienda
• En las demás instalaciones, en los circuitos donde se encuentren materiales de clase 1 susceptibles de producir corrientes de defecto con componente continuo, reguladores de velocidad con convertidor de frecuencia, triodos, etc.

Tipo Hpi Hpi

Los automáticos diferenciales tipo Hpi son aparatos dotados de una inmunización complementaria a los disparos intempestivos claramente superiores al nivel exigido por la norma.
Detectan también las corrientes residuales con componente alterno y continuo (tipo A)
Funcionan de -25 °C a +40 °C
Se utilizan en casos especiales en donde:
• La pérdida de información es perjudicial, como las líneas de alimentación de materiales informáticos (banca, instrumentación de base militar, centro de reservas aéreas,...)
• La pérdida de explotación es perjudicial (máquinas automatizadas, instrumentación médica, línea congelador)
Se utilizan también:
• En los lugares donde el riesgo de caídas de rayos es elevado
• En las instalaciones con líneas muy perturbadas (utilización de fluorescentes...)
• En las instalaciones con grandes longitudes de líneas

Casos particulares de la continuidad de servicio

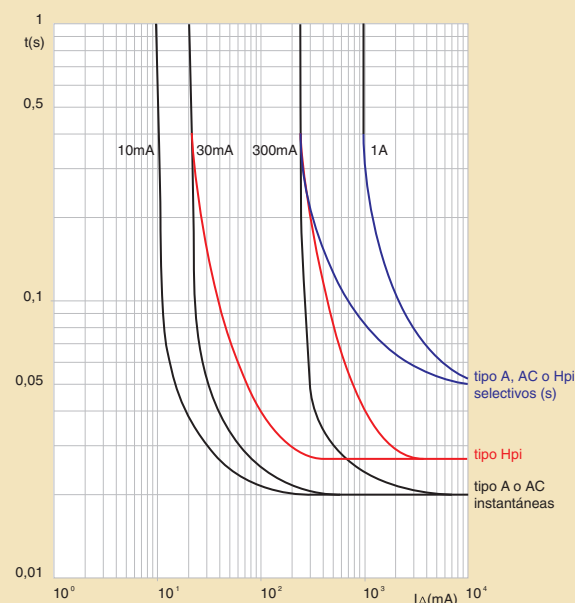
En los locales donde se requiere una atención particular para la continuidad del servicio, los disparos intempestivos de los magnetotérmicos no son admisibles.

Por ejemplo: locales aislados de relé telefónico/TV o radios
Línea congelador, laboratorios de análisis...

La asociación de un magnetotérmico, diferencial Hpi, con un mando motorizado y un módulo de reconexión, permite obtener una continuidad de servicio óptima.

■ Curvas de disparo de interruptores diferenciales

- Curvas medias de funcionamiento diferencial



■ Capacidad de cortocircuito: Magnetotérmicos e interruptores diferenciales (en kA)

Diferencial aguas abajo	DNX	Magnetotérmicos aguas arriba					
		DX (curvas B y C)		DX-H (curvas B y C)		DX-L	DPX 125
		Uni + neutro	Bi, Tri y Tetra	63 A	80 a 125 A	≤ 63 A	≤ 125 A
Bipolares 230 V	16 A	4,5	6	10	10	6	6
	25 A	4,5	6	10	10	6	6
	40 A	4,5	6	10	10	6	6
	63 A	4,5	6	10	10	6	6
	80 A	4,5	6	10	10	6	6
Tetrapolares 230/400 V	25 A	1,5 ⁽¹⁾	1,5 ⁽¹⁾	10	20	50	25
	40 A	1,5 ⁽¹⁾	1,5 ⁽¹⁾	10	15	50	25
	63 A			10	12,5	50	25
	80 A				12,5		25

(1): Icn1 a 400 V~ en 1 polo bajo régimen de puesta a tierra IT

■ Capacidad de cortocircuito: fusibles e interruptores diferenciales (en kA)

Diferencial aguas abajo	Fusibles tipo gG aguas abajo				
	16 A	25 A	40 A	63 A	80 A
Bipolar 230 V~ 16 a 80 A	100	100	30	10	6
Tetrapolar 230/400 V~ 25 a 80 A	—	100	100	50	15

■ Poder de corte diferencial de magnetotérmicos diferenciales DX

IΔm según EN 61009-1

Bloques diferenciales adaptables	
- DX, DX-h, DX-D 15 kA y DX-MA ≤ 6,3 A	6000 A
- DX-L y DX-MA ≥ 10 A	30000 A
Magnetotérmicos diferenciales	
- P + N (DX)	3000 A
- Monoblocs bipolares (4 modules)	6000 A
- Monoblocs tetrapolares 10 a 32 A (4 modules)	4500 A
- Monoblocs tetrapolares 40 a 63 A (7 modules)	6000 A



ORMAZABAL

Especialistas en Media Tensión



**Centros de Transformación
Prefabricados IEC 62271-202**



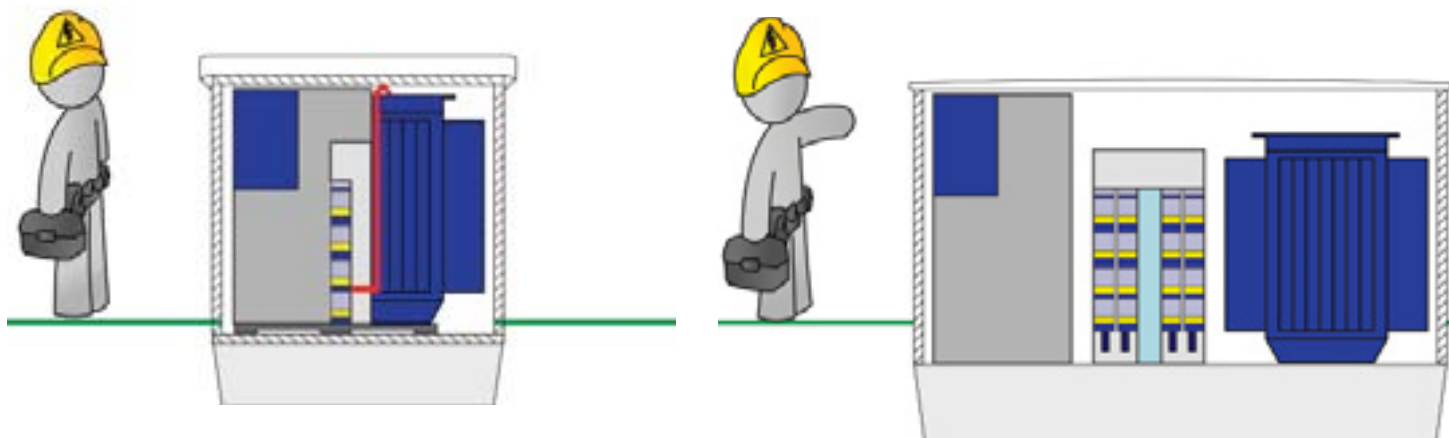
**Centros de Transformación Prefabricados Compactos
miniBLOK y miniSUB Hasta 36 kV**



EQUIPO ELÉCTRICO

Los Centros de Transformación Prefabricados de **Ormazabal** están constituidos por equipos eléctricos de tipo compacto o por componentes:

- Los equipos eléctricos compactos se clasifican de acuerdo con la norma EN 50532*: "Compact Equipment Assembly for Distribution Substations" en **Conjuntos Eléctricos Compactos** tipo G, tipo A y tipo I. Estos se diferencian por el tipo de conexión, disposición, proximidad y/o medio de aislamiento.
- Los Centros de Transformación Prefabricados constituidos por componentes, son aquellos que se configuran con apartamentada, que cumpliendo de forma individual la normativa internacional vigente, se construyen, se ensayan y se suministran como una unidad.



Además, **Ormazabal** dispone de una extensa gama de producto que sirve para configurar Centros de Transformación, tanto en las envolventes industrializadas (monobloque o modular) como en edificios de otros usos, con la que se puede configurar cualquier esquema de Media Tensión hasta 36 kV.

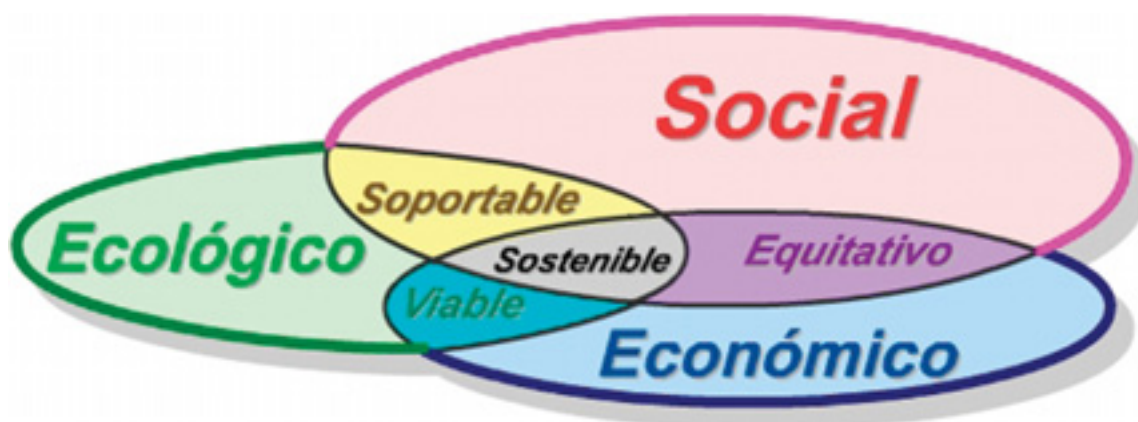
(*) En desarrollo en el momento de la edición de este catálogo.



ORMAZABAL: COMPROMISO CON EL DESARROLLO SOSTENIBLE

Ormazabal apuesta por el **desarrollo sostenible** para la mejora de sus soluciones.

Sostenibilidad, entendida como el mejor compromiso entre la **satisfacción** de las **demandas sociales**, el **cuidado medioambiental** y la **economía**.



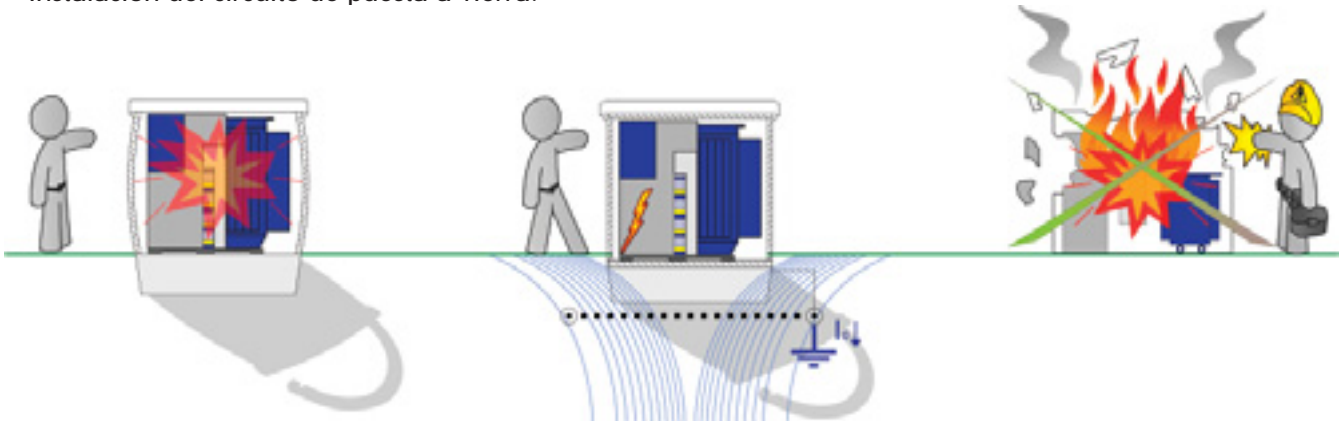
DEMANDAS SOCIALES

Ormazabal diseña sus productos y ofrece sus servicios para favorecer:

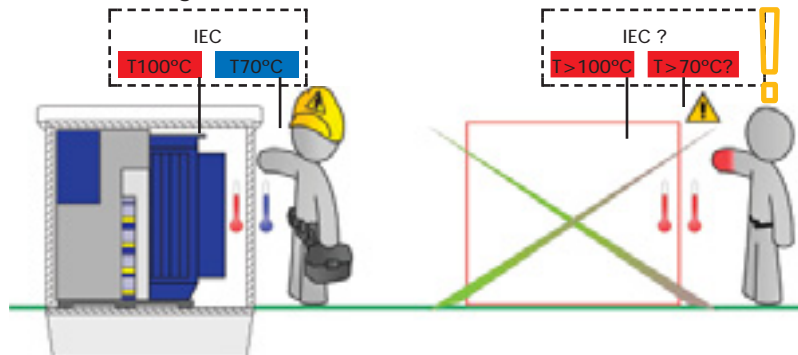
- La **Continuidad de servicio** por medio de :
 - Altas prestaciones eléctricas y mecánicas.
 - Celdas con aislamiento regenerable (gas) tras realizar maniobras en Media Tensión.
 - Sobrecargas admisibles en el transformador sin comprometer la seguridad de terceros, por acceso a partes calientes.
 - Interruptores-seccionadores Telemandados.
- La **Seguridad** por:
 - Baja carga térmica de los dieléctricos: menor volumen que en otras soluciones de mercado.
 - Aislamientos ignífugos.
 - Protección de equipos que limita el riesgo de incendio de sus dieléctricos líquidos.
 - Diseños verificados mediante ensayos de arco interno.
 - Óptima interface con los operadores.
 - Enclavamientos internos.
 - Protección para evitar el acceso a partes calientes.

Los aspectos más destacables son:

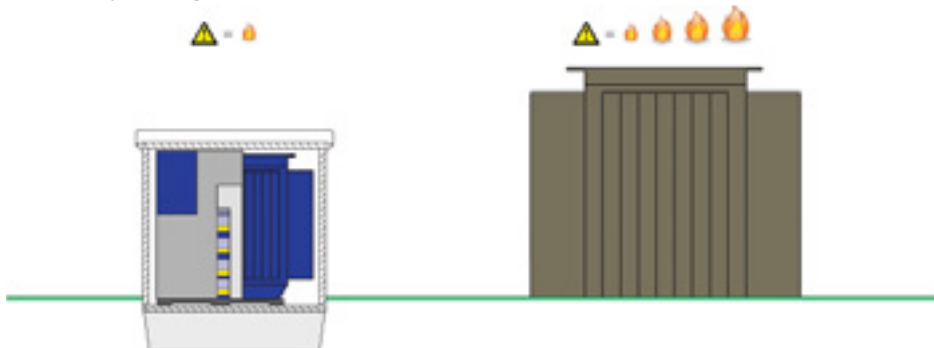
- **Protección de las personas**, tanto de operarios como de terceras personas, incluso en caso de falta.
 - Verificación mediante ensayos de arco interno.
 - Instalación del circuito de puesta a Tierra.



- **Protección física** en los accesos al transformador mediante una envolvente (partes calientes no accesibles, incluso en condiciones de sobrecarga).



- Centros de Transformación de reducidas dimensiones y por lo tanto, mínima cantidad de líquido dieléctrico en los transformadores: **baja carga térmica**.



- **Protección de la armadura eléctrica** frente a impactos externos, polución, inclemencias meteorológicas, radiación solar, vandalismo, etc., al encontrarse en el **interior** de una envolvente de hormigón.





CUIDADO DEL MEDIO AMBIENTE

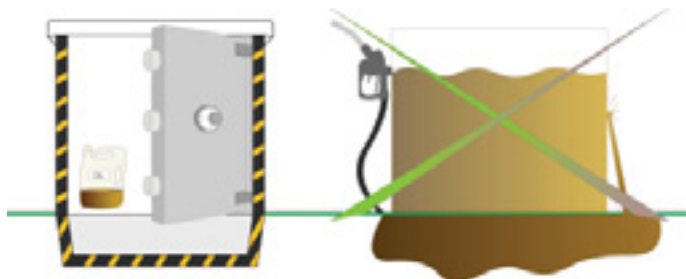
Ormazabal desarrolla sus productos concienciado por el cuidado del medio ambiente.

El **impacto medioambiental** se **minimiza** mediante:

- Reducción del volumen del líquido dieléctrico.
- Mínimas dimensiones.
- Cubas de las celdas selladas de por vida. Tasa de fugas despreciable.
- Pérdidas reducidas en el transformador.
- Bajo riesgo de vertidos de los aislantes a la vía pública, sin agresión al entorno.
- Reciclabilidad.
- Uso de herramientas de mejora:
 - Ecodiseño: metodología de diseño donde el medio ambiente es tenido en cuenta en el proceso de desarrollo de productos industriales.
 - Análisis del ciclo de vida completo: fabricación, uso y fin de vida.

Los aspectos más destacables son:

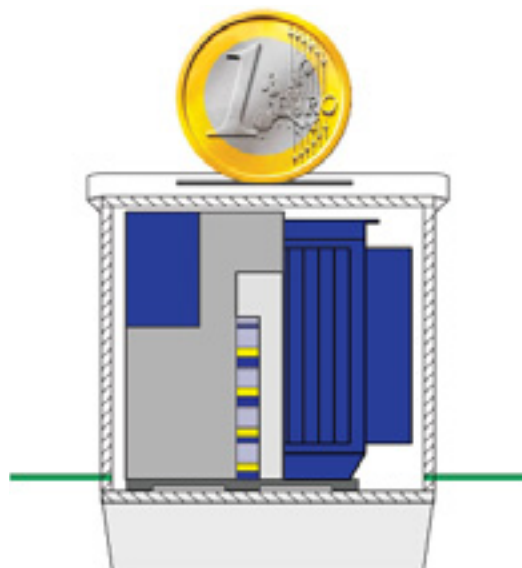
- **Protección** permanente frente a eventuales derrames de dieléctrico líquido debido a la disposición de fosos de recogida de aceite, con revestimiento resistente y estanco.
- **Adaptación al entorno:**
 - Mínimas dimensiones.
 - Variedad de tipos de acabados superficiales exteriores (colores, texturas y relieves).
 - Por consiguiente:
 - Gran capacidad de integración estética y mimetización.
 - Reducido impacto visual.



ECONOMÍA

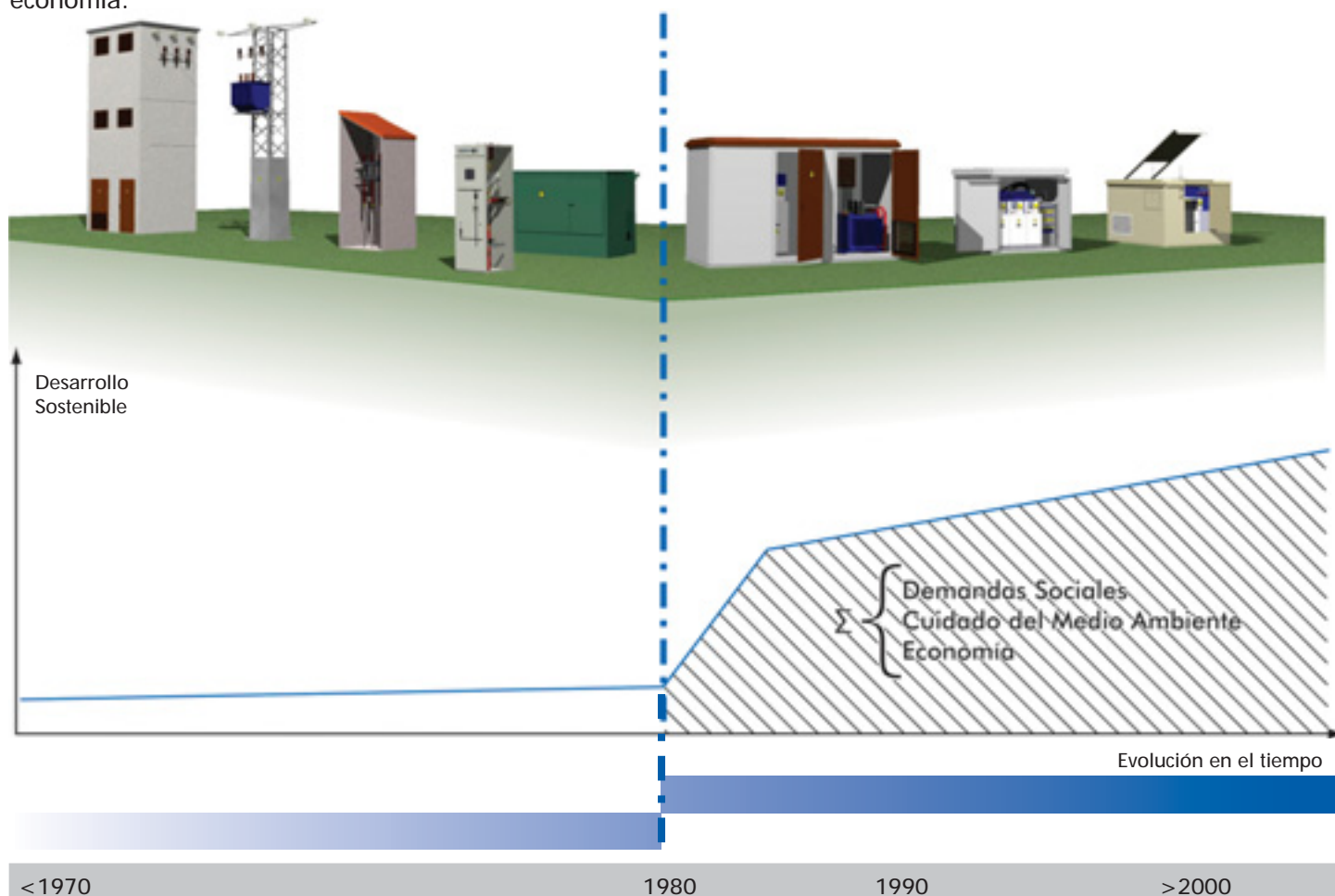
Los productos de **Ormazabal** contribuyen a disminuir el impacto económico por medio de:

- Óptimo uso de materias primas.
- Mínima ocupación de superficie.
- Mayor vida, endurancia y robustez de los equipos.
- Equipos adaptables a la evolución de la red (telemantables).
- Mínima obra civil (foso de recogida de aceite incorporado).
- Alta endurancia mecánica y eléctrica.
- Reducción de pérdidas de energía.
- Durabilidad de los equipos.
- Por consiguiente:
 - Reducido costo del ciclo de vida de los equipos



DESARROLLO SOSTENIBLE

La evolución del desarrollo sostenible en las últimas décadas se viene produciendo de acuerdo a las demandas sociales, el cuidado del medio ambiente, y la economía:



CENTROS DE TRANSFORMACIÓN PREFABRICADOS COMPACTOS

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN PREFABRICADO COMPACTO DE SUPERFICIE

miniBLOK



PRESENTACIÓN

El **miniBLOK** de **Ormazabal** es un **Centro de Transformación Prefabricado Compacto**, tipo kiosco, de instalación en **superficie** y maniobra exterior de reducidas dimensiones, construido de serie, ensayado y suministrado de fábrica como una unidad.

Se caracteriza por incorporar un conjunto eléctrico compacto tipo asociado (A) de Media Tensión **MB** de **Ormazabal**, para su utilización tanto en redes de distribución pública como privada hasta 36 kV.

Su cuidado diseño exterior y las reducidas dimensiones minimizan su impacto visual, siendo indicado su uso cuando el espacio disponible es limitado tanto en zonas industriales como en zonas residenciales.

Estos Centros de Transformación ofrecen como ventaja principal su elevada seguridad y protección, tanto de personas como de bienes frente a defectos internos, **clasificación IAC**, además de robustez y fiabilidad.

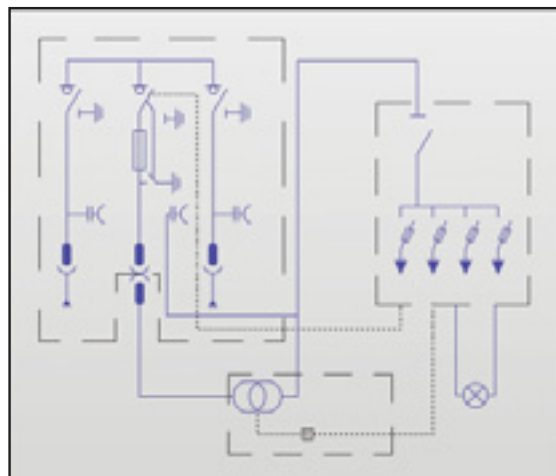
Debido a su fabricación, montaje, equipamiento interior y ensayos realizados íntegramente en fábrica, el **miniBLOK** ofrece una calidad uniforme y una considerable reducción de costes y de tiempo de instalación, con lo que se logra disponer rápidamente de un Centro de Transformación en servicio.



NORMAS APLICADAS

- IEC / UNE-EN 62271-202: Aparata de Alta Tensión: Centros de Transformación prefabricados.
- EN 50532*: Conjuntos Eléctricos compactos (CEADS)
- Bajo demanda:
 - Normas particulares de Compañía Eléctrica.
 - Reglamentaciones locales vigentes.

(*) En desarrollo en el momento de la edición del presente catálogo





COMPOSICIÓN

Los **Centros de Transformación Prefabricados Compactos miniBLOK** presentan la siguiente configuración máxima:

- Conjunto eléctrico compacto asociado, **MB**:
 - Aparata de Media Tensión con aislamiento integral en gas: **CGM COSMOS-2LP** hasta 24 kV o **CGM.3-2LP** hasta 36 kV. Esquema eléctrico (RMU) de 2 posiciones de línea, entrada y salida, y una posición de protección con interruptor combinado con fusibles.
 - Unidades de protección, control y medida (telemando, telemedida, control integrado, telegestión, etc.) de Ormazabal.
 - Transformador de Distribución de Media Tensión de 250, 400 ó 630 kVA
 - Aparata de BT: cuadro de Baja Tensión con unidad de control y protección, así como acometida auxiliar de socorro.
 - Interconexiones directas de MT y BT.
 - Bastidor autoportante.
 - Conexión de circuito de puesta a tierra.
 - Alumbrado y servicios auxiliares.
- Envolvente monobloque de hormigón armado más cubierta amovible.
- Opcional: Plataforma aislante de maniobra.



Nota: Para otras configuraciones y/o valores consultar a nuestro Departamento Técnico-Comercial.



CARACTERÍSTICAS

El **miniBLOK** se caracteriza por disponer de:

- Conjunto eléctrico compacto asociado, **MB**:
 - Modelos de 24 y 36 kV.
 - Montaje íntegro en fábrica.
 - Ensayos realizados al MB como equipo individual y como conjunto en el miniBLOK.
 - Reducido tamaño y versatilidad.
 - Idoneidad para su aplicación en esquemas de distribución pública hasta 36 kV.
 - Sustitución del equipo de forma rápida y sencilla.
- Envolvente prefabricada de hormigón:
 - Reducidas dimensiones: idóneo para espacios limitados.
 - Baja altura: escaso impacto visual.
 - Cuerpo de construcción monobloque con cubierta amovible.
 - Foso interior de recogida de dieléctrico líquido, con revestimiento resistente y estanco, como medio de protección contra la contaminación del suelo.
 - Elementos de protección cortafuegos: lecho de guijarros sobre el foso de recogida de dieléctrico.
- Ventilación:
 - Por circulación natural de aire, clase 10, a través de dos rejillas de entrada instaladas en las paredes de la envolvente y una salida perimetral superior.
 - Herramientas de mejora utilizadas:
- Ensayos y modelización de ventilación natural con transformadores **Ormazabal**, para la optimización de la vida útil de los mismos.
- Bajo demanda: Estudios personalizados en función de los datos aportados por el cliente.
- Accesos de peatón:
 - Puerta de dos hojas con fijación a 90° y 180° para la realización de maniobras y operaciones de mantenimiento.
- Entrada/salida de cables de MT y BT:
 - A través de orificios semiperforados en la base del edificio.
 - Entrada auxiliar de acometida de Baja Tensión, situada en lateral de la envolvente. Permite la entrada de cables provenientes de un grupo electrógeno, para alimentar a través del cuadro de baja tensión a clientes en situaciones de incidencia.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

	miniBLOK 24	miniBLOK 36
Tensión asignada [kV]	24	36
Frecuencia [Hz]	50	50
Arco Interno (clase IAC)	16 kA / 0,5 s	16 kA / 0,5 s
Transformador		
Potencia [kVA]	250 / 400 / 630	250 / 400 / 630
Aparataje MT		
Intensidad asignada [A]		
En Barras	400/630	400/630
En Derivación	400/630(L) 200(P)	400/630(L) 200(P)
Intensidad de corta duración [kA]	16 / 20	16 / 20
Nivel de aislamiento		
Frecuencia Industrial [kV]	50 / 60	70 / 80
Impulso tipo rayo [kV]CRESTA	125 / 145	170 / 195
Cuadro Baja Tensión		
Tensión asignada [V]	440	440
Intensidad asignada [A]	1000	1000
Intensidad asignada[A]/ nºsalidas	400 / 4	400 / 4

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

	miniBLOK 24	miniBLOK 36
Ancho [mm]	2100	2100
Fondo [mm]	2100	2100
Alto [mm]	2240	2240
Alto visto [mm]	1600	1600
Peso máximo* [kg]	7400	7550

(*) con transformador de 630 kVA y sin telemando

Nota: Para otras configuraciones y/o valores consultar a nuestro Departamento Técnico-Comercial.



INSTALACIÓN

El **miniBLOK** se suministra totalmente montado desde fábrica, con lo que el proceso de instalación se reduce únicamente a la colocación del edificio en la excavación, y a la posterior conexión de los cables de MT y BT.

La facilidad de instalación, sus reducidas dimensiones y peso, así como su carácter recuperable, facilitan su utilización tanto en aplicaciones permanentes como en usos temporales.

Nota: Para la realización de la excavación solicitar la documentación técnica necesaria a nuestro Departamento Técnico-Comercial. Es obligatoria la realización, por parte del instalador, del proyecto que contemple el estudio del sistema de puesta a tierra.





INTEGRACIÓN EN EL ENTORNO

El **miniBLOK** ofrece una amplia variedad de acabados superficiales exteriores (colores, texturas y relieves), que les confiere una gran capacidad de armonización estética al entorno, integración y mimetización.

Con esto se consigue una mayor adaptación al conjunto de necesidades de la instalación, a la vez que se minimiza el impacto visual.

COLORES

- Envoltente.
- Puertas y rejillas de ventilación.
- Cubierta.

TEXTURAS

Sobre la envoltente:

- Acabado rugoso: Relieve árido.
- Acabado lágrima: Monocapa rasgado.
- Piedra vista.

ESQUINAS EN RELIEVE

Imitación a:

- Ladrillo rústico.
- Piedra arenisca.
- Piedra color pizarra.
- Madera.

Nota: Para otros acabados consultar a nuestro Departamento Técnico-Comercial.

	RAL 1015 - Crema
	RAL 7002 - Verde ecológico
	RAL 6003 - Verde oliva
	RAL 8022 - Negro
	RAL 3022 - Rojo
	RAL 8017 - Marrón
	RAL 9002 - Blanco
	RAL 1001 - Beige
	RAL 1006 - Maíz
	RAL 8023 - Marrón naranja

